

Հայաստանի Վերականգնվող Էներգետիկայի և
Էներգախնայողության Հիմնադրամ

ՎԵՐԱԿԱՆԳՆՎՈՂ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ԾՐԱԳԻՐ



Հողմային էներգիայի զարգացումը Հայաստանում



**Սույն հաշվետվությունը կազմվել է հրապարակվել է
ՀԲ/ԳԲՄ ՀՀ (WB/GEF TF) 056211
»Վերականգնվող էներգետիկայի ծրագրի« շրջանակներում
ԳԲՄ-ի ֆինանսական աջակցությամբ**

Սույն հաշվետվության մեջ ներկայացված գաղափարները, նկատառումներն ու եզրակացությունները պատկանում են հեղինակին, և որոշ դեպքերում կարող են չարտացոլել Համաշխարհային Բանկի տեսակետը:

ՑԱՆԿ

| | |
|---|-----------|
| 1. ԱՄՓՈՓՈՒՄ | 4 |
| Հողմատներգիայի ներուժը | 10 |
| 1.1. Ընդհանուր տեղեկություններ..... | 10 |
| 1.2. Հայաստանի հողմատներգետիկ քարտեզները..... | 10 |
| 1.3. Հողմատներգիայի մոնիտորինգի ծրագրերը Հայաստանում..... | 11 |
| 1.4. Ցանցին միակցված հողմատներգետիկայի տեխնիկական ներուժը..... | 12 |
| 1.5. Հողմատներգետիկայի ծրագրերը Հայաստանում..... | 13 |
| 2. Հողմային էլեկտրատներգիայի գործող սակագինը | 14 |
| 3. Հողմատներգետիկ ծրագրերի իրագործելիության և զգայունության նուսումասիրություն | 18 |
| 3.1. Ընդհանուր տեղեկատվություն..... | 18 |
| 3.2. Սենյոնովկայի լեռնանցքի հողմատներգետիկ ծրագրի իրագործելիության վերլուծություն..... | 20 |
| 3.2.1. Սենյոնովկայի լեռնանցքի հողմատներգետիկ ծրագիր..... | 20 |
| 3.2.2. Սենյոնովկայի ՀՆԷԿ զգայունության վերլուծության արդյունքները..... | 22 |
| 3.2.3. Ծրագրերի արժեքը..... | 24 |
| 3.2.4. Առաքված էներգիան..... | 25 |
| 3.2.5. Մուտքային սակագնի բարձագման սցենարները..... | 26 |
| 3.2.6. ԱՀՆ տարբեր գները..... | 28 |
| 3.3. Զոդի լեռնանցքի հողմատներգետիկ ծրագիր | 29 |
| 3.3.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը..... | 29 |
| 3.3.2. Զոդի ՀՆԷԿ-ի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները..... | 30 |
| 3.4. Պուշկինի լեռնանցքի հողմատներգետիկ ծրագիր | 31 |
| 3.4.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը..... | 31 |
| 3.4.2. Պուշկինի լեռնանցքի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները..... | 31 |
| 3.5. Կարախաչի լեռնանցքի հողմատներգետիկ ծրագիր | 32 |
| 3.5.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը..... | 32 |
| 3.5.2. Կարախաչի լեռնանցքի ՀՆԷԿ-ի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները..... | 33 |
| 4. Եզրակացություններ | 35 |

1. ԱՄՓՈՓՈՒՄ

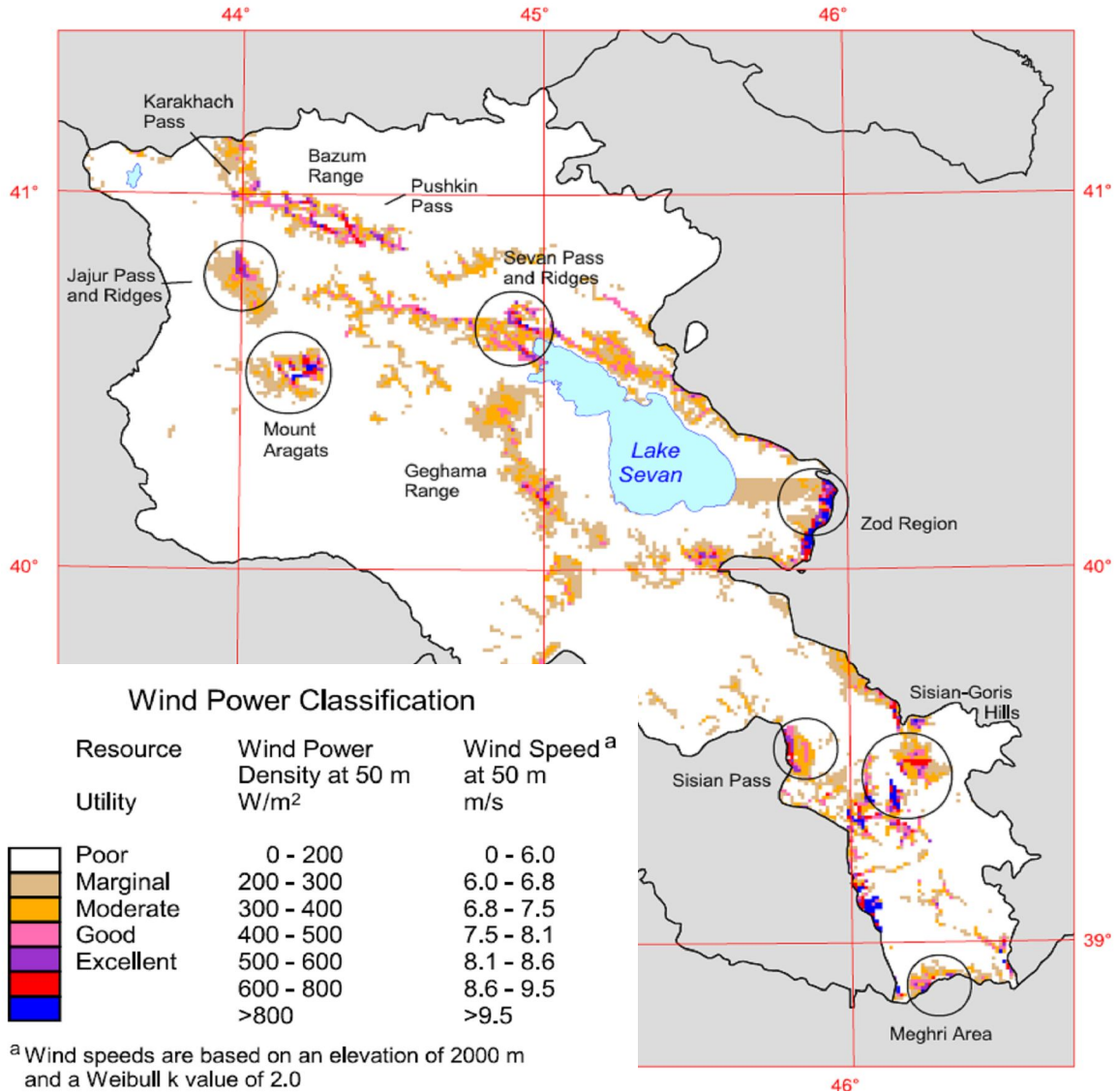
1.1 Հողմաէներգիայի ներուժը Հայաստանում

Ըստ 2002-2003թթ Միացյալ Նահանգների Ազգային Լաբորատորիայի (NREL) կողմից «ՍոլարԷն» ընկերության (Հայաստան) համագործակցությամբ կազմված Հայաստանի հողմաէներգիայի քարտեզի՝ զուտ հողմաէներգետիկ ռեսուրսների տեսանկյունից Հայաստանում էներգացանցին միակցված հողմաէներգիայի զարգացման համար առավել հեռանկարային գոտիները համապատասխանում են հողմի դասակարգման հետևյալ սանդղակին՝ 4-ից մինչև 7-ը (լավ և գերազանց կարգեր):

Ստորև ներկայացված աղյուսակը և ցուցանիշները ամփոփ կերպով արտացոլում են Հայաստանի հողմային քարտեզի վերոհիշյալ հատվածները.

| Հողմաէներգետիկ ռեսուրսի օգտագործման սանդղակը | Հողմի կարգը | Քամու ուժը 50 մ բարձրության վրա | Քամու արագությունը 50 մ բարձրության վրա | Ընդհանուր մակերեսը | Քամուտ հողատարածքը | Ընդհանուր տեղակայված հզորությունը |
|--|-------------|---------------------------------|---|--------------------|--------------------|-----------------------------------|
| | | վտ/մ ² | մ/վ | կմ ² | % | ՄՎտ |
| Լավ | 4 | 400-500 | 7.5-8.1 | 503 | 1.8% | 2500 |
| Գերազանց | 5 | 500-600 | 8.1-8.6 | 208 | 0.7% | 1050 |
| Գերազանց | 6 | 600-700 | 8.6-9.5 | 165 | 0.6% | 850 |
| Գերազանց | 7 | >800 | >9.5 | 103 | 0.4% | 500 |
| ԸՆԴԱՄԵՆԸ | | | | 979 | 3.5% | 4900 |

Ինչպես կարելի է տեսնել ստորև աղյուսակից և նրանում արտացոլված թվերից



Հայաստանում հողմային էներգիայի ստացման համար հեռանկարային գոտիներն իրավամբ սահմանափակ են և տեղակայված են մեծամասամբ հեռավոր լեռնանցքներում, որոնց ներհատուկ է ծովի մակերեսից զգալիորեն բարձր լինելը (2000մ և ավելի), ուր հասանելիությունը սահմանափակ է կամ լիստ դժվարին: Վերջինս իր հերթին կհանգեցնի հողմային տուրբինների տեղափոխման և տեսադրման հետ կապված ծախսերի ավելացմանը, որոնց չափը կլինի միջինից բարձր: Ըստ հողմի դասակարգման մեր կողմից դիտարկված թվով 4 հեռանկարային տեղանքներից միային 4-րդ («Լավ» դասակարգման վերին մակարդակ) և 5-րդ («Գերազանց» դասակարգման ստորին մակարդակ) դասակարգում ունեցող տեղանքներն են, որ իսկապես կարելի է համարել իրատեսական հողմաէներգակայանների կառուցման տեսանկյունից: Հայաստանում հողմադասակարգման տեսանկյունից «իրատեսական» դիտվող նշված տեղանքներում որոշակի Մվտ հզորությամբ հողմային տուրբինների ամբողջական տեղադրման համար պահաջվող ծախսերը 2006-2007թթ. գնահատվել են տեղական մի շարք կառուցող ընկերությունների («Սոլարեն» ՍՊԸ, «Զող Բամի» ՍՊԸ, «ԱՐ Էներգիա» ՍՊԸ, «Գիերրեթ» ընկերություն) և միջազգային որոշ առևտրային ընկերությունների (Գամեսա, Վեստաս) կողմից, որոնց չափը, համաձայն կանխատեսումների,

կկազմի 1.3-ից - 1.6 մլն €/ՄՎտ.

Հողմէներգիայի ներուժի առավել մանրամասն տեխնիկական գնահատումը կարելի է կատարել հողմէներգիայի մոնիտորինգի փաստացի արդյունքների հիման վրա (քամու հոսանքի տեղանքային շարունակական չափումներ). Ստորև բերված աղյուսակն ամփոփում է վերը նշված գնահատման արդյունքները՝ հիմք ընդունելով նախկին, ընթացիկ և նախատեսվող մոնիտորինգային ծրագրերը Հայաստանում: Աղյուսակի աջ սյունյակը պատկերում է հողմէներգիայի արդեն իսկ ավարտված մոնիտորինգի արդյունքները, իսկ ձախ սյունյակը հիմնված է ներկայիս և ծրագրված մոնիտորինգային աշխատանքների արդյունքների վրա:

| Մոնիտորինգով հաստատված արդյունքներ | Մոնիտորինգով դեռևս չհաստատված արդյունքներ (2008թ. փետրվարի դրությամբ) |
|---|---|
| <p>Պուշկինի լեռնանց. 19.5 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 48.9 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Կարախաչի լեռնանցք (արևելյան դարպաս). 125 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 320 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Զողի լեռնանցք. 50 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 120 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> | <p>Կարախաչի լեռնանցք (արևմտյան դարպաս). 125 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 300-320 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Սիսիանի լեռնանցք (Բիչանաղի լեռնանցք). 155 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 420-430 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Չարնցավանի շրջան. 20 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 45 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> |
| <p>Ընդամենը՝ 195 ՄՎտ, տարեկան միջին արտադրական ծավալը՝ մոտ 490մլն կՎտ</p> | <p>Ընդամենը՝ 300 ՄՎտ, տարեկան միջին արտադրական ծավալը՝ մոտ 765մլն կՎտ</p> |
| <p>495 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորություն, մոտ 1.25 միլիարդ կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալ</p> | |

Վերը նշված աղյուսակում դիտարկվող տեղանքների բացարձակ մեծամասնությունը (բացառությամբ Բիչանաղի լեռնանցքի) պատկանում են հողմի դասակարգման 4-րդ և 5-րդ խմբերին.

1.2 Հայաստանում հողմէներգիայի զարգացման ազգային նպատակները

Հայաստանի էներգետիկ ոլորտի ռազմավարությունը հողմէներգետիկական դիտարկում է որպես հենասայունային ճյուղերից մեկը՝ երկրի էներգետիկ սեկտորի զարգացման համատեքստում: Օրինակ՝ 2005թ. հունիսին ՀՀ կառավարության կողմից ընդունված Դիվերսիֆիկացիայի ռազմավարությունը սահմանում է հողմէներգետիկ ոլորտում ազգային բարձրագույն նպատակը. այն է՝ մինչև 2025¹թ. ապահովել 500ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ հողմէներգիայի արտադրություն ստեղծված հողմակայանների միջոցով:

Հիշյալ նպատակին հասնելու համար՝ առաջնահերթորեն պետք է դիտարկվի, ինչպես վերը նշվեց, հողմէներգիայի տեխնիկական ներուժը: Հիմք ընդունելով

¹ ՀՀ կառավարության 2005թ. հունիսի 23-ի թիվ 24/ 1 արձանագրային որոշում՝ «ՀՀ էներգետիկ սեկտորի զարգացման ռազմավարությունը Հայաստանի տնտեսական զարգացման համատեքստում»

դիտարկվող տեղանքների համար հողմի դասակարգման ցուցանիշների վերաբերյալ տեղեկատվությունը, ինչպես նաև հողմային տուրքինների ամբողջական տեղադրման համար հաշվարկված ծախսերը՝ վերոհիշյալ ներուժի շահագործման համար կաահանջվի 650-800 մլն եվրոյի չափով ընդհանուր ներդրում:

1.3 Հողմաէներգիայի ներկայիս սակագինը Հայաստանում

Մինչև 2004թ. հողմաէներգիայի սակագինը դեռևս սահմանված չէր Հայաստանում և հողմաէներգիայի արտադրությամբ զբաղվող կառույցները տարբեր սակագներ էին համաձայնեցնում ՀՀ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի հետ՝ հիմք ընդունելով վերջիններիս կողմից իրականացվող ծրագրերը: 2004թ. փետրվար ամսին ՀՀ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի որոշմամբ սահմանվեց հողմաէներգիայի սակագինը, որը կազմեց 7.0 ԱՄՆ դոլարին համարժեք 1 կՎտ դիմաց (առանց ԱԱՀ):

ՀՀ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի 2007թ. մայիսի թիվ 207-Ն որոշման համաձայն սահմանվեց էներգացանցին մատակարարված հողմաէներգիայի նոր սակագինը, որը էներգացանցին մատակարարված 1 կՎտ էլեկտրաէներգիայի դիմաց կազմում էր 35 ՀՀ դրամ (առանց ԱԱՀ): Սակագինը սահմանված է ՀՀ դրամով և ենթակա է վերահաշվարկման յուրաքանչյուր տարի՝ համապատասխանեցնելով վերջինս ինչպես ՀՀ դրամ/ԱՄՆ դոլար փոխարժեքի, այնպես էլ սպառողական գների չափիչների փոփոխություններին: Այդ տարի ավելի ուշ (2007թ. օգոստոսին) ՀՀ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի լրացուցիչ որոշմամբ (թիվ 353-Ն) հողմաէներգիայի սակագինը կապվեց ՀՀ դրամ/ Եվրո փոխարժեքի հետ: Հարկ է նշել, որ ի համեմատություն փոքր հիդրոէլեկտրակայանների համար վերոհիշյալ որոշումներով սահմանված սակագների, հողմաէներգիայի նոր սակագինը հաստատուն բաղադրիչ չունի:

Հողմաէներգիայի սակագնի մեջ հաստատուն բաղադրիչի բացակայությունը, ինչպես նաև սղաճի և տարադրամի փոխարժեքների կանխատեսումների անորոշ լինելը հանգեցրին մի իրավիճակի, ուր հողմաէներգիայի արտադրության ծրագիր մշակողներն այլևս անկարող են հավուր պատշաճի իրականացնել իրագործելիության ուսումնասիրություն ծրագրի տիպային կենսագիկլի կտրվածքով (20-25 տարի):

1.4 Հայաստանում հողմաէներգետիկ մի շարք ծրագրերի իրագործման ինքնաձայս սակագները

Էներգացանցին միակցված հողմաէներգետիկ ծրագրի «ինքնաձայս սակագինը» (ԻՍ) իրենից ներկայացնում է արտադրված հողմաէներգիայի կՎտ-ի նվազագույն գինը, որի վճարման դեպքում տվյալ հողմաէլեկտրակայանը կունենա գրոյական շահույթ: Այլ կերպ ասած, ԻՍ-ն նկարագրում է հողմաէներգիայի սակագնի նվազագույն շեմը, որի վճարման դեպքում տվյալ հողմաէլեկտրակայանը շահագործումը կդառնա տնտեսապես իրատեսական: Իրականում, հողմաէներգիայի հիմնավորված սակագինը պետք է լինի ավելի բարձր, քան հողմաէլեկտրակայանի ինքնաձայս սակագինը՝ ապահովելով ծրագրի իրատեսականությունն ու շահութաբերությունը: Այսպիսով, ԻՍ-ն կարելի է ընդունել որպես բավարար ցուցանիշ հողմաէլեկտրակայանի սեփականատիրոջ/ ծրագիր մշակողի համար՝ ծրագիրը սկսելու կամ չսկսելու մասին որոշում կայացնելիս:

Եվրամիության Sասիս 120653/C/SV/Am ծրագրի շրջանակներում՝ այն է «Աջակցություն Հայաստանի էներգետիկ քաղաքականությանը», ԻՍ վերլուծությունն է իրականացվել մի շարք հողմաէլեկտրակայանների համար, որոնց շահագործման խնդիրը Հայաստանում վերջին տասնամյակում դիտարկվում էր համապատասխան ծագրեր իրականացնող մի շարք կառույցների կողմից: Ստորև ներկայացված աղյուսակը պատկերում հիշյալ վերլուծության արդյունքները.

| Հողմէներգիայի ոլորտում դիտարկվող ծրագրերը | Ինքնաձախ սակագինը ըստ ծրագրի բազիսային գծի հաշվարկի, եվրո/կՎտ (առանց ԱԱՀ) | Հողմային էներգիայի սակագնի հաշվարկը ծրագրի իրականացման պահին եվրո/կՎտ (առանց ԱԱՀ) |
|---|---|---|
| 14.5 ՄՎտ Սեմյոնովկայի ՀԷԿ (ՀՀ, Գեղարքունիքի մարզ) | 0.1224 | 0.077 (կամ 35 ՀՀ դրամ) |
| 19.5 ՄՎտ Զողի ՀԷԿ (ՀՀ, Գեղարքունիքի մարզ) | 0.1036 | 0.052 (կամ 7.0 ԱՄՆ դոլար ցենտ) |
| 19.5 ՄՎտ Պուշկինի լեռնանցքի ՀԷԿ (ՀՀ, Լոռու մարզ) | 0.0902 | 0.052 (կամ 7.0 ԱՄՆ դոլար ցենտ) |
| 124.1 ՄՎտ Կարախաչի ՀԷԿ (ՀՀ, Շիրակի մարզ) | 0.0715 | 0.071 (կամ 9.6 ԱՄՆ դոլար ցենտ) |

Ինչպես նրևում է այս աղյուսակից, հողմային էներգիայի սակագները, որոնք գործել և/կամ քննարկվել են ծրագրի նախապատրաստման փուլում ավելի ցածր են, քան ինքնաձախ սակագինը դիտարկվող բոլոր հողմաէներգետիկ կայանների դեպքում: Եվ պատահական չէ, որ վերջին տասնամյակի կտրվածքով մինչ օրս Հայաստանում հողմային էներգետիկան զարգացումը դիտարկվում է ոչ իրատեսական տարբերակ համապատասխան ծրագրեր իրականացնողների կողմից:

1.5 Զգայունության ուսումնասիրություն Հայաստանում վերականգնվող էներգետիկայի ծրագրերի համար

Ընդհանուր զգայունություն

Հայաստանի տարբեր շրջաններում դիտարկվող ՀԷԿ-երի համար իրականացված ընդհանուր զգայունության վերլուծության արդյունքները, ցույց են տվել, որ առկա են տարբեր պարամետրեր, որոնք կարելի տարաբաժանել ներք խմբի՝ առավել զգայուն (կամ «կարևորագույն»), կանոն և նվազ կարևոր, որոնք կարող են ազդեցություն ունենալ ծրագրերի մաքուր բերված արժեքի կամ ֆինանսատնտեսական հիմնավորման վրա: Կարևորագույն պարամետրը՝ ծրագրի նախնական կապիտալ արժեքն է, որը մեծամասամբ որոշվում է հիմք ընդունելով հիմնական սարքավորումների (ներկրված հողմային տուրբիններ) արժեքը: Մինչդեռ «կարևոր» պարամետրերից են առաքված էներգիան (էներգաարտադրություն), պարտքի տոկոսադրույքը և էներգիայի խուսափելի արժեքը (հողմէներգիայի սակագին): Դրանց զգայունության մեծությունը հասնում է ամենազգայուն պարամետրի մեծության՝ ծրագրի արժեքի գրնթն կեսին: Նվազ կարևորություն ներկայացնող պարամետրերի շարքում կարելի է թվարկել Արտանետումների հաստատված նվազեցումները (ԱՀՆ), որոնք վավերական են Հայաստանի ՎԷ ծրագրերի համար կիոտոյի արձանագրության

Մաքուր զարգացման մեխանիզմի ներքո: Ստացված արդյունքները ցույց են տվել, որ ներկա իրավիճակով՝

- ❖ Դիտարկվող բոլոր ՀԷԿ-երի ծրագրերը (բազային) ֆինանսատնտեսական տնտանկյունից ոչ իրատեսական են և ունեն մաքուր բերված արժեքի բացասական ցուցիչ,
- ❖ Միայն 124.1 ՄՎտ հզորություն ունեցող Կարախաչի ՀԷԿ-ն է, որ կարող է որոշ դեպքերում հասնել մաքուր բերված արժեքի դրական ցուցիչ, այն էլ նախնական պարամետրերի փոփոխման պայմաններում:

Ինքնաձախ սակագնի զգայունությունը

Եվրամիության Տասիս 120653 ծրագրի շրջանակներում մի շարք հողմաէլեկտրակայանների համար իրականացվել է ինքնաձախ ծակագնի (ԻՍ) վերլուծություն: ԻՍ-ի զգայունությունը որոշվել է կարևոր նախնական մի շարք պարամետրերի հիման վրա, ինչպիսիք են հողմատուրբինների «վերջնական» արժեքը, քամու տարեկան միջին ուժը տեղանքում, և այլն: Ձևք բերված արդյունքները ցույց են տալիս, որ՝

- ❖ Տեղանքում քամու տարեկան միջին ուժի փոփոխումը 1 մ/վրկ-ով կհանգեցնի հողմային էներգիայի արտադրության արժեքի (կամ ԻՍ) փոփոխության մոտավորապես 22% -ի չափով 1 ԿՎՏ-ի հաշվարկով.
- ❖ Հայաստանում ներկայիս սակագինը ենթադրում է Ներկա մուտքային սակագինը Հայաստանում ցույց է տալիս, որ անհրաժեշտ է հողմի տարեկան ավելի քան 8.5 մ/վրկ արագություն մարզում հողմածրագիրը իրագործելի դարձնելու համար (մաքուր բերված արժեքի դրական ցուցիչ):

Այսպիսով, հողմաէներգիայի ընթացիկ սակագինը և վերջինիս փոփոխման համապատասխան մեթոդոլոգիան կոմերցիոն տնտանկյունից չէին նպաստում Հայաստանում հողմաէներգետիկ ծրագրերի իրականացմանը նույնիսկ հողմային գերազանց դասակարգում ունեցող գոտիներում (ուր քամու հոսանքի միջին տարեկան ուժը կազմում է 8.0-8.5 մ/վրկ) և չէին կարող ապահովել հողմային էներգիայի զարգացման ազգային նպատակի իրագործումը հանրապետությունում:

Հողմաէներգիայի ներուժը

1.1. Ընդհանուր տեղեկություններ

Հայաստանում հողմաէներգիայի ներուժը գնահատվել է մի շարք ծրագրերի իրականացման ժամանակաշրջանում, որոնք մեկնարկել էին 80-ականների վերջերին և 90-ականների սկզբին: Վերջին տասնամյակների ընթացքում աշխատանքների առաջնային փուլի համար որպես հիմք հիմնականում օգտագործվում էին հանրապետության հիդրոոդերևութաբանական կայաններից ստացված օդերևութաբանական տվյալները: Օդերևութաբանական տվյալները գրանցվում էին յուրաքանչյուր 3 ժամը մեկ՝ օդերևութաբանական աշտարակների վրա տեղադրված քամու արագության և ուղղության չափման համար օգտագործվող բավականին հին և ոչ ճշգրիտ սենսորների օգնությամբ, որոնք որպես կանոն գտնվում էին երկրի մակերեսից 10-11մ բարձրության վրա: Բացի այդ, հանրապետության հիդրոոդերևութաբանական կայանների բացարձակ մեծամասնությունը չէր համապատասխանում հողմաէներգակիրների գնահատումը պատշաճ կերպով իրականացնելու համար: Հիշյալ գործոնները հաշվի են առնվել հողմային քարտեզագրման աշխատանքներն իրականացնելիս՝ դրանով իսկ ապահովելով, որպեսզի Հայաստանում հողմաէներգիայի տեսական ներուժի հետ կապված ընդհանուր արդյունքները լինեն ողջամտության սահմաններում լավ և պատշաճ:

Սակայն այս աշխատանքների առավել կարևոր արդյունքը՝ որոշելն էր, թե որոնք են որոնք են էներգահամակարգին միակցված հողմաէներգակայանների (հողմակայան) կառուցման հեռանկարային տեղանքները հիմնականում լեռնանցքային գոտիներում, ուր քամու ուժը գերազանցում է միջինի սահմանը: Աշխատանքների հաջորդ փուլում արդեն որոշված հեռանկարային տեղանքներում իրականացվեցին քամու ուժի և ուղղության շարունակական ուղղակի չափումներ (հողմաէներգիայի մոնիթորինգ)՝ հիմնականում երկու հայ-հոլանդական և մի շարք հայ-ամերիկյան միջազգային համատեղ ծրագրերի շրջանակներում: Աշխատանքների այս փուլում օգտագործվեցին 40-50մ բարձրությամբ աշտարակներ, իսկ քամու ուժի և ուղղության չափումներն իրականացվեցին 2 կամ 3 տարբեր բարձրությունների վրա (որպես կանոն 10մ, 30մ և 50մ), ուր սկանավորումը հաճախականությունը կազմում էր 2 վայրկյան, իսկ միջին ժամանակը 10 րոպե: Բոլոր սենսորները պարբերաբար ստուգվում ու կարգաբերվում էին: Բացի այդ, յուրաքանչյուր ժամը մեկ իրականացվում էին տարածքի ջերմաստիճանի, օդի ճնշման և խոնավության չափումներ՝ օդի հոսանքի խտության ճշգրտելու նպատակով:

Ներկա իրավիճակում հողմաէներգիայի մոնիթորինգի մի շարք ծրագրեր գտնվում են իրականացման փուլում: Իսկ ձևաբանված մոնիթորինգի տվյալները օգտագործվել են Հայաստանի մի շարք շրջաններում որոշելու, թե արդյոք էներգահամակարգին համակցված հողմաէներգիայի ներուժը տեխնիկապես հասանելի է և տնտեսական իրատեսականության իմաստով՝ հիմնավորված:

1.2. Հայաստանի հողմաէներգետիկ քարտեզները

Հայաստանի հողմաէներգիայի քարտեզը առաջին անգամ կազմվել է 1989-1990թթ. «Էկոտեք» գիտահետազոտական միավորման կողմից: Վերլուծության են ենթարկվել հանրապետության թվով 37 հիդրոոդերևութաբանական կայաններից ստացված տվյալները, ինչպես նաև դիտարկվող բոլոր

հիդրոռոդերնությամբ անակա կայաններում իրականացվել են օդի խտության և թափանցելիության ճշգրտման աշխատանքներ: Ստացված արդյունքների համաձայն՝ հանրապետության հողմաէներգետիկ ներուժը տնտեսականորեն գնահատվել է 2426 – 4418 ՄՎտ հայաստանի երկու գոտիների կտրվածքով:

2002-2003թթ. Ամերիկայի Միացյալ Նահանգների Էներգետիկայի դեպարտամենտի հովանավորությամբ իրականացվեց մի ծրագիր, որի նպատակն էր խթանել հողմաէներգետիկ տեխնոլոգիաների լայնածավալ օգտագործումը հայաստանում՝ երկրի հողմաէներգակիրների քարտեզը մշակելու միջոցով: ԱՄՆ նահանգների Էներգետիկայի դեպարտամենտի ներքո գործող Վերականգնվող էներգիաի ազգային լաբորատորիան (NREL) «ՍոլարԷն» միջազգային կորպորացիայի և վերջինիս հայաստանյան մասնաճյուղը հանդիսացող «ՍոլարԷն» ՍՊԸ-ի հետ համատեղ ստանձնեց ծրագրի կառավարումը: Ծրագրի առանցքային նպատակներն էին.

- ❖ հայաստանի բոլոր շրջանների համար մշակել հողմաէներգետիկ աղբյուրների քարտեզներ և կազմել համապատասխան արդյունքները պատկերող հողմաէներգետակիրների ընդհանուր քարտեզ, և
- ❖ ստեղծել հողմային մոնիտորինգի ծրագիր՝ հողմաէներգետիկ ծրագրերի իրականացման համար հեռանկարային տեղանքները բացահայտելու և հողմաէներգետիկ աղբյուրների հետ կապված որոշ կանխատեսումների հիմնավորմանը աջակցելու նպատակով:

Ստացված արդյունքների համաձայն՝ հանրապետության հողմաէներգետիկ տնտեսական ներուժը գնահատվել է 4900 ՄՎտ հայաստանի թվով չորս գոտիների կտրվածքով, որոնց ընդհանուր տարածքը կազմում է 979 կմ², ինչը զարմանալիորեն համահունչ է նախկինում ձեռք բերված արդյունքների հետ:

Ստորև ներկայացված աղյուսակը առավել հանգամանալից կերպով պատկերում է վերոհիշյալ չորս գոտիներին առնչվող տեղեկատվությունը.

| Հողմաէներգետիկ ռեսուրսի օգտագործման սանդղակը | Հողմի կարգը | Քամու ուժը 50 մ բարձրության վրա | Քամու արագությունը 50 մ բարձրության վրա | Ընդհանուր մակերեսը | Քամուտ հողատարածքը | Ընդհանուր տեղակայված հզորությունը |
|--|-------------|---------------------------------|---|--------------------|--------------------|-----------------------------------|
| | | Վտ/մ ² | մ/վրկ | կմ ² | % | ՄՎտ |
| Լավ | 4 | 400-500 | 7.5-8.1 | 503 | 1.8% | 2500 |
| Գերազանց | 5 | 500-600 | 8.1-8.6 | 208 | 0.7% | 1050 |
| Գերազանց | 6 | 600-700 | 8.6-9.5 | 165 | 0.6% | 850 |
| Գերազանց | 7 | >800 | >9.5 | 103 | 0.4% | 500 |
| ԸՆԴՀԱՄԵՆԸ | | | | 979 | 3.5% | 4900 |

1.3. Հողմաէներգիայի մոնիտորինգի ծրագրերը հայաստանում

Նախկին ծրագրեր

1999-2002թթ Նիդեռլանդների կառավարության ֆինանսավորմամբ իրականացվող PSO ծրագրերի շրջանակներում, իրականացվեցին երկու հայ-հոլանդական համատեղ ծրագրեր հողմաէներգիայի մոնիտորինգի բնագավառում: ArmNedWind ծրագրի իրականացման ժամանակահատվածում

(1999-2000թթ.)՝ Պուշկինի լեռնանցքում (Բագումի լեռներ), Կարախաչի լեռնանցքի արևելյան դարպասում (Բագումի լեռների և Ջավախերի լեռնաշղթայի միջակայքում), Սելիմի լեռնանցքում (Գեղարքունիքի լեռներ), Արդանիշում (Սևանա լճի հյուսիսային ափ) և Արփիում (Արփա գետի արևմտյան ափ) տեղակայվեցին մոնիտորինգի 50մ բարձրությամբ հենակետեր: Չափումներն իրականացվում էին հողմային էներգիայի Եվրոպական Միավորման կողմից սահմանված պահանջների պահպանմամբ՝ ամբողջապես և աննախադեպ ճշտությամբ: Հիշյալ ծրագրերի արդյունքում Պուշկինի և Կարախաչի լեռնանցքները առանձնացվեցին որպես առավել հավակնոտ դառնալու հայաստանում կառուցված առաջին էներգահամակարգին միակցված հողմակայանները:

ArmWind հայ-հոլանդական երկրորդ ծրագրի շրջանակներում՝ իրականացվեց Պուշկինի լեռնանցքի տեղանքի հետազոտություն և 20 Մվտ հզորությամբ հողմակայան կառուցելու ծրագրի իրատեսականության նախնական գնահատում:

2005թ. իտալական մասնավոր ընկերության աջակցությամբ՝ «ՍոլարԷն» ՍՊԸ-ի կողմից Կարախաչի լեռնանցքում տեղակայվեցին մոնիտորինգի թվով հինգ հենակետեր: Այս հենակետերը տեղակայված են Կարախաչի լեռնանցքի բաժանարար գծի երկու կողմերի երկայնքով լեռնաշղթայի արևելյան դարպասում: Ներկա իրավիճակով կանոնավոր կերպով ընթանում են մոնիտորինգային տվյալների հավաքագրման և մշակման աշխատանքները:

Եվրաաջակցության ՏԱՄԻՍ 120653/C/SV/Am ծրագրի շրջանակներում՝ այն է «Աջակցություն հայաստանի էներգետիկ քաղաքականությանը», 2006թ. օգոստոսին բարենհաջող կերպով ավարտվեցին գետնի մակերեսից 40մ բարձրություն ունեցող հողմային մոնիտորինգի հենակետի կառուցման աշխատանքները Սեմյոնովկային լեռնանցքին հարակից տեղանքներից մեկում՝ գործող հեռուստաշտարակի մոտ (Սևանա լճի հյուսիսային ափ): 2006թ. սեպտեմբերին մեկնարկվեցին քամու արագության և ուղղության (2 տարբեր բարձրություններում), օդի ջերմաստիճանի, մթնոլորտային ճնշման և խոնավության չափման աշխատանքները: Չափումներն ավարտվեցին 2007թ. օգոստոսին՝ ապահովելով 12 ամսվա շարունակական չափման տվյալների համալիր:

Նախագծեր

Մի շարք նախագծողներ Գերմանիայից, հունաստանից, Իրանից և Ռուսաստանից հետաքրքրություն են հանդես բերել հայաստանի հարավային և կենտրոնական հատվածներում հողմաէներգիայի ամբողջական մոնիտորինգ իրականացնելու համար:

1.4. Ցանցին միակցված հողմաէներգետիկայի տեխնիկական ներուժը

Նախկին և ներկայիս մի շարք մոնիտորնգային ծրագրերի արդյունքների հիման վրա կարելի է գնահատել ցանցին միակցված հողմաէներգետիկայի տեխնիկական ներուժը հայաստանի ուսումնասիրության ենթարկված մի շարք շրջաններում: Ստորին աղյուսակի աջ սյունյակը պատկերում է հողմաէներգիայի մոնիտորնգով հաստատված արդյունքները: Իսկ ձախ սյունյակում ներկայացված են ընթացիկ մոնիտորինգի և նախնական գնահատումների արդյունքները: Հայաստանի ուսումնասիրության ենթարկված շրջաններում հողմաէներգետիկ

ընդհանուր ներուժը կարելի է գնահատել հետևյալ կերպ՝ 495 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված և ցանցին միակցված հողմաէներգետիկ հզորություն՝ մոտ 1.3 միլիարդ կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով:

| Մոնիտորինգով հաստատված արդյունքներ | Մոնիտորինգով դեռևս չհաստատված արդյունքներ (2008թ. փետրվարի դրությամբ) |
|---|---|
| <p>Պուշկինի լեռնանց. 19.5 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 48.9 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Կարախաչի լեռնանցք (արևելյան դարպաս). 125 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 320 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Զողի լեռնանցք. 50 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 120 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> | <p>Կարախաչի լեռնանցք (արևմտյան դարպաս). 125 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 300-320 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Սիսիանի լեռնանցք (Բիչանաղի լեռնանցք). 155 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 420-430 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> <p>Չարնցավանի շրջան. 20 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորությամբ, մոտ 45 մլն կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալով</p> |
| <p>Ընդամենը՝ 195 ՄՎտ, տարեկան միջին արտադրական ծավալը՝ մոտ 490մլն կՎտ</p> | <p>Ընդամենը՝ 300 ՄՎտ, տարեկան միջին արտադրական ծավալը՝ մոտ 765մլն կՎտ</p> |
| <p>495 ՄՎտ ընդհանուր տեղակայված հզորություն, մոտ 1.26 միլիարդ կՎտ տարեկան միջին արտադրական ծավալ</p> | |

1.5. Հողմաէներգետիկայի ծրագրերը Հայաստանում

2005թ. Հայաստանի Պուշկինի լեռնանցքում շահագործման մեջ դրվեց «Լոռի 1» հողմակայանը, որն առաջինն էր Հարավային կովկասում: Հողմաէլեկտրական կայանի տեղակայված ընդհանուր հզորությունը կազմում է 2.64 ՄՎտ, որի կառուցվածքի մեջ մտնում են 660 կՎտ հզորությամբ չորս հողմային տուրբիններ: Հողմաէլեկտրակայանը կառուցվել է Իրանի Իսլամական Հանրապետության կառավարության կողմից հատկացված 3.1 միլիոն ԱՄՆ դոլարի չափով դրամաշնորհի միջոցների հաշվին:

2001թ. Զողի (Սոտք) լեռնանցքում 20-25 ՄՎտ հզորությամբ հողմաէլեկտրակայան կառուցելու մտադրություն էին հայտնել Գաֆնսճյան ընտանիք հիմնադրամը (ԱՄՆ, Մայամի) և ՍոլարԷն ՍՊԸ (ԱՄՆ/Հայաստան): Այս ծրագրի համար հողահատկացումը կատարվեց 2004թ.: Նախագիծը քննարկման դրվեց Վերակառուցման և Զարգացման Եվրոպական Բանկի հետ՝ Մաքուր զարգացման մեխանիզմով նախատեսված գործընթացի իրականացման հետ միատեղ:

Իտալական մասնավոր մի ընկերություն պատրաստ է սկսել տեղանքի ուսումնասիրման և նախապատրաստման նախնական աշխատանքները Կարախաչի լեռնանցքում՝ 90 ՄՎՏ հզորությամբ հողմաէլեկտրակայան կառուցելու նպատակով: Այս ծրագրի համար նախատեսված ընդհանուր ներդրումը կկազմի մոտ 130-140 միլիոն ԱՄՆ դոլար.

Ներկայում բանակցություններ են ընթանում Պուշկինի լեռնանցքի «Լոռի 1» հողմաէլեկտրակայանի ծրագրի ներկարացման ուղղությամբ:

Սույն գլխին վերաբերող մանրամասներին կարելի է ծանոթանալ www.renewableenergyarmenia կայք էջում:

2. Հողմային էլեկտրաէներգիայի գործող սակագինը

Համաձայն Հանրային Ծառայությունները կարգավորող Հանձնաժողովի 2007թ. մայիսի 4-ի թիվ 207-Ն որոշման և 2007թ. օգոստոսի 31-ի թիվ 353-Ն լրացուցիչ որոշման՝ սահմանվեցին ներքոթվարկյալ սակագները ՎԷ էլեկտրակայանների համար, որոնք էլեկտրաէներգիայի արտադրությամբ զբաղվելու արտոնագիր էին ստացել մինչև 2007թ. դեկտեմբերի 1-ը.

Փոքր հիդրոէլեկտրակայաններ

- 18.274 ՀՀ դրամ/կՎտ, առանց ԱԱՀ, գետի բնական հոսանքի վրա կառուցված հիդրոէլեկտրակայաններից ստացված էլեկտրաէներգիայի համար,
- 12.182 ՀՀ դրամ/կՎտ, առանց ԱԱՀ, ոռոգման համակարգի վրա կառուցված հիդրոէլեկտրակայաններից ստացված էլեկտրաէներգիայի համար,
- 8.122 ՀՀ դրամ/կՎտ, առանց ԱԱՀ, խմելու ջրի համակարգի վրա կառուցված հիդրոէլեկտրակայաններից ստացված էլեկտրաէներգիայի համար:

Հողմակայաններ և կենսազանգվածային էլեկտրակայաններ

- 35.0 ՀՀ դրամ/կՎտ, առանց ԱԱՀ, այս էլեկտրակայաններից ստացված էլեկտրաէներգիայի համար:

Սակագները ենթակա են տարեկան վերանայման, մինչև յուրաքանչյուր տարվա դեկտեմբերի 1-ը: Վերանայված սակագները ուժի մեջ են մտնում հաջորդող տարվա հունվարի 1-ից: Այն էլեկտրակայանների համար, որոնք ընթացիկ սակագներով գործել են ոչ ավել քան 6 ամիս, նոր սակագինը կիրառվում է նրանց գործունեության առաջին 6 ամիսը լրանալուց հետո, իսկ մինչ այդ ժամկետը նրանց համար շարունակում է գործել նախորդիվ սահմանված սակագինը: Ըստ Հանրային Ծառայությունները կարգավորող Հանձնաժողովի սկսած 2008թ. անհրաժեշտ է վերանայել վերականգնվող էներգետիկայի կայանների միջոցով ստացված էլեկտրաէներգիայի սակագինը՝ հիմք ընդունելով հետևյալ բանաձևը.

$$T = T_1 \left[K_1 \frac{PI}{100} + K_2 \frac{ER_1}{ER_2} + (1 - K_1 - K_2) \right], \quad (1)$$

որտեղ՝

- **T** - ճշգրտված սակագինն է, ՀՀ դրամով
- **T₁** – նախորդ տարվա ֆիքսված սակագինն է ՀՀ դրամով
- **K₁** – սակագնի հարաբերակցությունն է սղաճին. արեգակնային և կենսազանգվածային էլեկտրակայանների համար այն պետք է հավասար լինի 0.25-ի, իսկ հողմային էլեկտրակայանի համար այն պետք է կազմի 0.1

- **PI** – սպառողական գների ցուցիչի հարաբերակցությունն է ընթացիկ տարվա սնպտեմբերի դրությամբ նախորդ տարվա համապատասխան ժամանակահատվածի համեմատությամբ,
- **K₂** – սակագնի հարաբերակցությունն է տարադրամի փոխարժեքին. արեգակնային և կենսազանգվածային էլեկտրակայանների համար այն պետք է հավասար լինի 0.35-ի, իսկ հողմային էլեկտրակայանի համար այն պետք է կազմի **0.9**-ը
- **ER₁** – ՀՀ դրամ/ ԱՄՆ դոլար փոխարժեքի թվաբանական միջինն է արեգակնային և կենսազանգվածային էլեկտրակայանների համար (ՀՀ դրամ/ եվրո փոխարժեք հողմակայանի դեպքում) ընթացիկ տարվա հունվար-սնպտեմբեր ժամանակահատվածի կտրվածքով
- **ER₂** - ՀՀ դրամ/ ԱՄՆ դոլար փոխարժեքի թվաբանական միջինն է արեգակնային և կենսազանգվածային էլեկտրակայանների համար (ՀՀ դրամ/ եվրո փոխարժեք հողմակայանի դեպքում) նախորդ տարվա հունվար-սնպտեմբեր ժամանակահատվածի կտրվածքով:

ՀՀ Հանրային Ծառայությունները կարգավորող Հանձնաժողովի որոշումներից բխող սակագնի հաշվարկման վերոնշյալ բանաձևը (1) կարելի է պարզեցնել՝ տարաբաժանելով հետևյալ երկու ձևերի.

Արեգակնային և կենսազանգվածային էլեկտրակայանների դեպքում՝

$$T = 0.4T_1 + 0.25T_1 \frac{PI}{100} + 0.35T_1 \frac{ER_1}{ER_2}, \quad (2.1)$$

Հողմային էլեկտրակայանների դեպքում՝

$$T = 0.1T_1 \frac{PI}{100} + 0.9T_1 \frac{ER_1}{ER_2}, \quad (2.2)$$

Հողմաէներգիայի սակագնի մեջ հաստատուն բաղադրիչի բացակայությունը, ինչպես նաև սղաճի և տարադրամի փոխարժեքների կանխատեսումների անորոշ լինելը հանգեցրին մի իրավիճակի, ուր հողմաէներգիայի արտադրության ծրագիր նախագծողներն այլևս անկարող են հավոր պատշաճի իրականացնել իրագործելիության ուսումնասիրություն ծրագրի տիպային կենսացիկլի կտրվածքով (20-25 տարի):

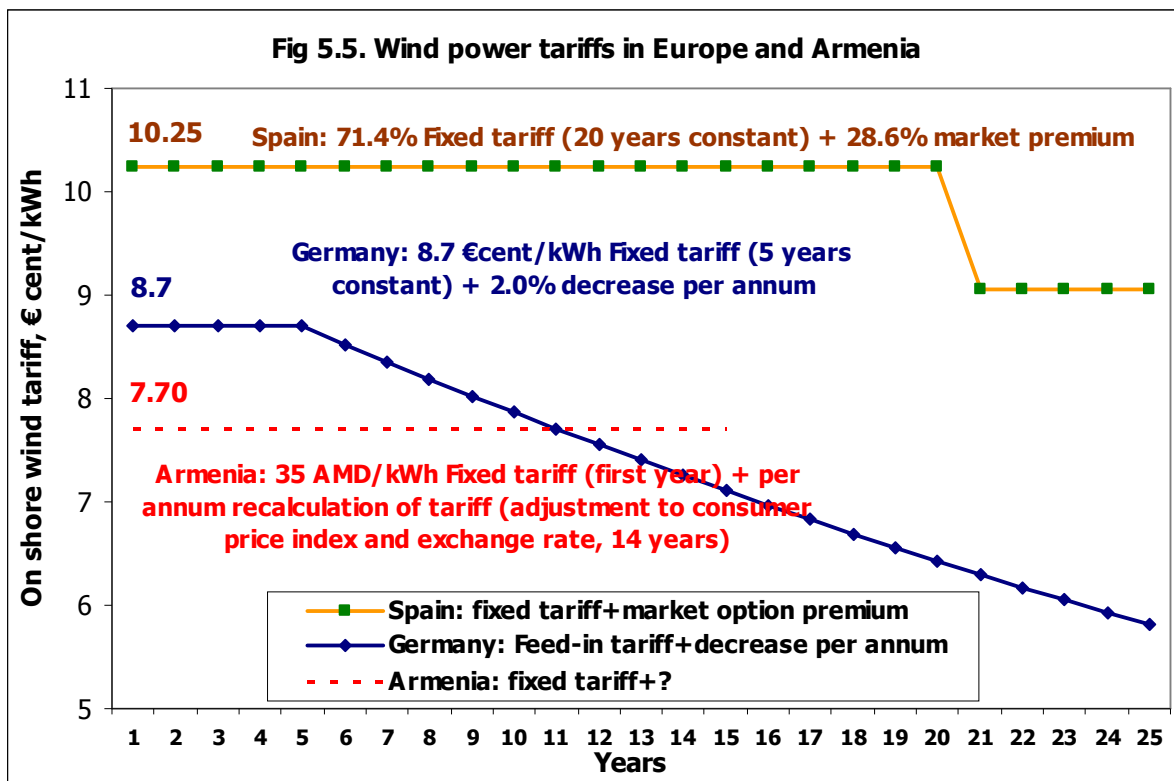
Այս պարագայում նպատակահարմար է հակիրճ ձևով անդրադառնալ հողմասակագներին Եվրոպայի մի շարք երկրներում:

Հողմաէներգիան կարևոր դեր է խաղում մի շարք եվրոպական երկրներում և հարկավոր է համեմատել Հայաստանի սակագների կառուցվածքը որոշ եվրոպական երկրների հետ: Նոր վԷ էլեկտրաէներգիայի աջակցման համար ամենատարածված քաղաքականությունը մուտքային սակագնի տատանումներն են² և վԷ պորտֆելի ստանդարտը³ (վՊՍ). Մուտքային սակագները

² Նաև որպես կանխիկ ՎԷ սակագներ (ԿՎՍ), ՎԷ մուտքային սակագներ (ՎԷՍՍ), Ֆիքսված գնային սակագներ (ՖԳՍ), և ստանդարտ առաջարկ պայմանագրեր
³ Եցրոպայում հղվում է որպես քվոտա պաշտավորություններ, ՎԷ պարտավորություններ կամ Շուկայական կանաչ սերտիֆիկատ (ՇԿՍ) համակարգեր

առաջարկում են երկարատև, ֆիքսված գնի վճարում վԷ արտադրողներին, մինչդեռ վՊՍ-ն փնտրում է ուղիներ՝ ստեղծելու գնի մրցակցություն վԷ արտադրողների միջև՝ սահմանված նպատակները ամենացածր արժեքով բավարարելու և առավելագույն արժեքը որոշելու համար՝ գնային գլխավոր գործիքով:

Չնայած Եվրամիությունը (ԵՄ) մեծ փորձ ունի երկու մոտեցումների ուղղությամբ՝ եվրոպական երկրների մեծ մասը ընդունել են մուտքային սակագները: Եթե վՊՍ քաղաքականությունը սովորաբար փնտրում է ուղիներ ստեղծելու էլեկտրաէներգիայի գնի մրցակցություն, մուտքային սակագները պահանջում են կոմունալ հաստատություններ՝ գնելու էներգիան վԷ արտադրողներից ֆիքսված գներով: Այս ֆիքսված գները կազմվում են կամ երկարատև վճարումների ձևով՝ հիմնված արտադրման ծախսերի վրա⁴ (ինչպես Գերմանիայում) կամ ֆիքսված արժեքով ավելացրած էլեկտրաէներգիայի անհատական ապրանքի շուկայական գնի վրա (ինչպես Իսպանիայում): Նկար 5.5-ում, որը վերցվել է ԵՄ SUՄԻՍ 120653 ծրագրի Փուլ I-ի (հոկտեմբեր 2007թ.) շրջանակներում նախապատրաստված «Հայաստանի Հանրապետության Գեղարքունիքի մարզի էներգետիկ համակարգի տնտեսական ներուժը» վերջնական հաշվետվությունից, համեմատվում են ներկա գնային հողմասակագներ Հայաստանում, Գերմանիայում և Իսպանիայում:



Հայաստանի Հանրապետության «Էներգետիկայի մասին օրենքը» հանձնարարել է ցանցի օպերատորին (անհատ գնորդին) գնելու վԷ աղբյուրի արտադրած ամբողջ էլեկտրաէներգիան՝ ՀՀ ՏԾԿՏ-ի կողմից շահագործման լիցենզիան ստանալուց հետո 15 տարվա ընթացքում: Ներկա սակագինը հողմաէներգիայի արտադրման համար սահմանված է 35 դրամ/կՎտժ (կամ

⁴ Ավելացած որպես ողջամիտ շահույթ

մոտավորապես 0.077 եվրո/կՎտժ): ՀՀ ՀՕԿՀ-ի վերջին որոշումով⁵, այս սակագինը պետք է վերահաշվարկվի ամեն տարի՝ սղաճի փոփոխությունները և դրամի եվրոյի նկատմամբ փոխանակային կուրսի զարգացումները կարգավորելու համար (ինչպես նշված է վերևում): Հաշվի առնելով, որ Հայաստանում հողմաէլկտրակայանի կառուցման ծրագրի իրագործելիության ուսումնասիրման փուլում հիշյալ կարգավորումների կանխատեսումը դյուրին չէ, ինչպես նաև ելնելով այն հանգամաքից, որոնք գործող մեթոդոլոգիան չի ամրագրում հողմասակագնի պարտադիր բաղադրիչը, ուստի Նկար 5.5-ում Հայաստանը ներկայացնող հատվածը պատկերված է գծային հատվածի տեսքով:

Սակագները Գերմանիայում հողմաէներգետիկ մերձափնյա ծրագրի համար ֆիքսված է 20 տարի: Առաջին 5 տարիները՝ 0.087 եվրո/կՎտժ և հաջորդ 15 տարիներին սակագինը կնվազեցվի տարեկան 2.0%: Հարկ է նշել, որ մուտքային սակագինը Գերմանիայում անկախ է մանրածախ նորմերից:

Իսպանիայի կառավարությունը այս տարի (2007թ.) վերանայել է սակագնի սխեման ՎԷ համար՝ բաղկացած երկու բաղադրիչներից՝ ֆիքսված սակագին և շուկայական տարբերակի սակագնային արժեք 20 տարիների համար⁶:

Ֆիքսված սակագնի տարբերակն է 0.0732 եվրո/կՎտժ (2007թ. բազային գին), նվազելով մինչև 0.0612 եվրո/կՎտժ (2007թ. բազային գինը) 20 տարի շահագործումից հետո: Շուկայի սակագնի տարբերակը շուկայական ընդհանուր գնի գումարն է ավելացված շուկայի տարբերակի արժեքը և այլ բաղադրիչներ: Շուկայի տարբերակի արժեքն է 0.0293 եվրո/ՄՎտժ (2007թ. բազային գինը):

⁵ ՀՀ ՀԾԿՀ –ի No 353-N որոշում առ 31 օգոստոսի 2007թ.

⁶ <http://www.greenjobs.com/Public/IndustryNews/inews02997.htm>

3. Հողմաէներգետիկ ծրագրերի իրագործելիության և զգայունության ուսումնասիրություն

3.1. Ընդհանուր տեղեկատվություն

Եվրամիության Տասիս 120653/C/SV/Am ծրագրի շրջանակներում՝ այն է «Աջակցություն Հայաստանի էներգետիկ քաղաքականությանը»,

հողմաէլեկտրակայանների կառուցման մի շարք ծրագրերի համար իրականացվել է իրագործելիության վերլուծություն (ներառյալ ընդհանուր զգայունության և ինքնաձայն սակագնի /ԻՍ/ զգայունության վերլուծություն), որոնց շահագործման խնդիրը Հայաստանում վերջին տասնամյակում դիտարկվում էր համապատասխան ծագրեր իրականացնող մի շարք կառույցների կողմից:



- 14.5 ՄՎտ Սնմյոնովկայի (Սևան) ցանցին համակցված հողմաէլեկտրակայանի ծրագիր, (ՀՀ, Գեղարքունիքի մարզ),

- 19.5 ՄՎտ Զոդի ցանցին համակցված հողմաէլեկտրակայանի ծրագիր, (ՀՀ, Գեղարքունիքի մարզ),
- 19.5 ՄՎտ Պուշկինի լեռնանցք ցանցին համակցված հողմաէլեկտրակայանի ծրագիր, (Լոռու մարզ, ՀՀ),
- 124.1 ՄՎտ Կարախաչի լեռնանցք ցանցին համակցված հողմաէլեկտրակայանի ծրագիր (Շիրակի մարզ, ՀՀ):

Սույն փաստաթղթին կից ՀԱՎԵԼՎԱԾում առավել մանրամասն ներկայացված է նշված հողմաէլեկտրակայանների գտնվելու վայրը:

Իրագործելիության և զգայունության վերլուծության համար օգտագործվել է Բնական Ռեսուրսների Գործակալության (Կանադա) կողմից մշակված «RET Screen» ծրագրային փաթեթը: RET Screen համակարգչային ծրագիրը մշակվել է՝ հաղթահարելու համար մաքուր էներգետիկական տեխնոլոգիաների իրականացման արգելքներն ու դժվարությունները՝ նախնական տեխնիկատնտեսական ուսումնասիրության փուլում: Այն ապահովում է փորձված մեթոդոլոգիա՝ ավանդական և մաքուր էներգետիկական տեխնոլոգիաները համեմատելու համար: Ծրագիրը հնարավորություն է տալիս վերականգնվող էներգետիկայի բազմապիսի ծրագրերը գնահատելու համար և կարող է հեշտությամբ հարմարեցվել դիտարկվող ծրագրի ինքնաձայն

սակագինը որոշելու համար: Ի լրումն, ծրագրի ֆինանսական բաղադրիչը զգալի ազատություն է տալիս հնարավոր դարձնելով հեշտությամբ իրականացնելու զգայունության և ռիսկի վերլուծություն:

Ծրագրի իրագործելիության ու զգայունության վերլուծության իրականացման հիմնական նպատակն է հաշվարկել և վերլուծել, թե՛ ինչ եղանակով է ծրագրի որոշ մուտքային պարամետրերի փոփոխումը ներագրում հողմանենրգակայանի ֆինանսական պարամետրերի (մաքուր բերված արժեք, ներդրումների վերադարձ և ներքին շահութաբերության նորմա հարկումից հետո, դրական դրամահոսքի տարի) ինչպես նաև ինքնաձայն սակագնի արժեքի վրա (սահմանումը տես ստորև) և ծրագրի նախագծողներին ապահովում համապատասխան տեղեկատվությամբ:

«Ինքնաձայն սակագինը» (ԻՍ, այն երբեմն անվանում են «Էներգիայի արտադրման ինքնարժեք») իրենից ներկայացնում է արտադրված էներգիայի կՎտ-ի նվազագույն գինը, որի վճարման դեպքում տվյալ էլեկտրակայանը կունենա զրոյական շահույթ. Այսպիսով ԻՍ-ն սահմանվում է որպես այն սակագինը, որի դեպքում տվյալ ՎԷ կայանի մաքուր բերված արժեքը հավասար է զրոյի: Իսկ որպեսզի տվյալ ՎԷ կայանը լինի գրավիչ մասնավոր ներդրողի համար, անհրաժեշտ է, որ սահմանված սակագինը լինի ավելի մեծ քան ԻՍ-ը:

RetScreen մոդելը թույլ է տալիս կատարել զգայունության վերլուծություն միայն առավելագույնը երբեք նախորոշված հիմնական ֆինանսական ելքերով (պարամետրերով), մասնավորապես՝ Հնտ- հարկման ներքին շահութաբերության նորմա և Ներդրման վերադարձ, Դրական դրամահոսքի տարի և Մաքուր բերված արժեք: Ի հավելումն նշվածի՝ ծրագրային փաթեթը հարմարեցվել է ԻՍ զգայունության վերլուծություն իրականացնելու համար՝ բազմաթիվ նախնական պարամետրերի հիման վրա:

Հաջորդ էջերում ԻՍ զգայունության վերլուծության աղյուսակը ցույց է տալիս սակագնի ազդեցությունը (այսինքն՝ էներգիայի արտադրության ծախսը /արժեքը/), երբ երկու կարևոր պարամետրեր (օրինակ՝ կապիտալ ծախսն ու զեղչման հաշվարկային դրույքը) տարբերվում են սահմանված տոկոսադրույքներով: Ինքնաձայն սակագնի հաշվարկը, որի արդյունքում ծախսը ավելի բարձր է, քան ՀՀ ՀՄԿՀ-ի կողմից սահմանված ընթացիկ սակագինը և հետևաբար իրագործելի ՉԵՆ (բացասական ՄԲԱ) ներկայացված են մոխրագույն ֆոնով վանդակներում: Բազային դեպքի արժեքները նշված են հաստացված:

Ընտրվեցին ինքնաձայն սակագնի զգայունության ուսումնասիրությունը, հետևյալ մուտքային փոփոխականները նախագծային արժեքներից իրենց փոփոխության սահմաններով՝

- Առաջին զույգ՝ Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր՝ 10% և 20% շեղումներով, Էլեկտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն՝ 2.5% և 5% (7,5% և 15%) շեղումներով;
- Երկրորդ զույգ՝ Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր՝ 10% և 20% շեղումներով, Չեղչման հաշվարկային դրույք՝ 15% և 30% շեղումներով,
- Երրորդ զույգ՝ Էլեկտրաէներգիայի տարեկան արտադրանք՝ 2.5% և 5% (7,5% և 15%) շեղումներով,

Ձեռքարկման հաշվարկային դրույք՝ 15% և 30% շեղումներով:

Ծրագրի համար մուտքային պարամետրերի նշված զգայունության տատանումների սահմանները ընտրվել են Հայաստանի հետևյալ տնտեսական պայմաններից ելնելով՝

- Հայաստանի ներկա հարկային օրենսդրությունը պահանջում է փոխհատուցելի 20% ավելացված արժեքի հարկի (ԱԱՀ) էներգասարքավորման համար՝ ներկրման սահմանին: Այս վճարումը հանդիսանում է որպես կապիտալ ծախս /արժեք/ (չնայած այն մասամբ հատուցվում է շահագործման հաջորդ տարիներին) քանի որ այն չի տատանվում: ՎԷ ծրագրերում այս նախնական արժեքային արժեքի վերացումը կարող է ազդել այս ծրագրերի գրավչությանը,
- Հայաստանի վերականգնվող էներգետիկայի ծրագրերի ոլորտում փորձից ելնելով առաջարկվում է, որ 15% էլեկտրաէներգիայի արտադրության առավելագույն տարեկան տատանումը նորմալ շրջանակ է և ողջամիտ՝ զգայունության հաշվարկների համար:
- Եվ վերջապես, զեռնական հաշվարկային դրույքի առավելագույնը 30% տատանումը հիմնավորված շրջանակ է Հայաստանում վերլուծություն կատարելու համար:

Ստորև հիշատակված ցուցանիշներն ու աղյուսակները վերցված են ԵՄ SUՍԻՍ 120653 ծրագրի Փուլ I-ի (հոկտեմբեր 2007թ.) շրջանակներում նախապատրաստված «Հայաստանի Հանրապետության Գեղարքունիքի մարզի էներգետիկ համակարգի տնտեսական ներուժը» վերջնական հաշվետվությունից: Սույն փաստաթղթում բերված բոլոր թվերի ու աղյուսակների համար որպես հղում օգտագործվել է հենց այդ աղբյուրը:

3.2. Մեմբրանային լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագրի իրագործելիության վերլուծություն

3.2.1. Մեմբրանային լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագիր

Ծրագիրը մշակվել է հողմաէներգետիկ մոնիթորինգի արդյունքների հիման վրա, որոնք ձեռք են բերվել 2006-2007թթ. ընթացքում կատարված չափումների արդյունքում: Ծրագրի հարթակը հողմակայանի համար տնտեսակայված է Մեմբրանային լեռնանցքի տնտեսական 2435 մ ծ.վ.բ. վրա և գտնվում է Ծովագյուղից 5մ հեռավորության վրա:

Հարթակն ունի լավ զարգացած ենթակառուցվածք՝ ճանապարհների մատչելիությամբ, երկաթուղուն և ցանցին մոտիկությամբ (35 և 110 կվ բարձր լարվածության օդային հաղորդազծեր):

Ծրագրի հիմնական պարամետրերն են՝

- ⇒ միջին տարեկան հողմի արագություն 6.4 մ/վրկ հողմատուրբինի բարձրության վրա,
- ⇒ ընդհանուր տնտեսակայված հզորությունը՝ 14.45 ՄՎտ (17 տուրբիններ՝ յուրաքանչյուրը 850 կՎտ նոմինալ հզորությամբ),
- ⇒ էներգիայի ընդհանուր տարեկան միջին արտադրությունը՝ 29.1 մլն կՎտժ/տ,
- ⇒ ցանցին մատակարարված տարեկան միջին էներգիան՝ 25.25 մլն

- կվտժ/տ,
 ⇒ ընհանուր նախնական արժեք՝ 22.1 մլն Ա,
 ⇒ հողմի էլ. էներգիայի գործող սակագինը՝ 35 դրամ/կվտժ, կամ Ա
 0.077/կվտժ (առանց ԱԱՀ)⁷:

Ստորև ներկայացված աղյուսակը ամփոփում է ծրագրի տեխնիկատնտեսական հրագործելիության արդյունքները.

| RET Screen ծրագրի պարամետրերը ամփոփ | Միավոր | Սեմյոնովկայի ՀԷԿ |
|--|------------|------------------|
| Տնդակայված հզորություն | ՄՎտ | 14.5 |
| Մատակարարված վերականգնվող էներգիան | ՄՎտ | 25 251 |
| Ընդհանուր ծախսեր, որից | Եվրո | 22 100 000 |
| Էներգետիկ սարքավորման արժեք | Եվրո | 15 500 000 |
| ՆՇՆ հարկումից առաջ և ներդրումների վերադարձ | % | -1.5% |
| ՆՇՆ հարկումից հետո և ներդրումների վերադարձ | % | -1.3% |
| Մարման ժամկետ | տարի | 13.1 |
| Դրական դրամահոսքի տարի | տարի | ավել քան 20 |
| Մաքուր բերված արժեք (ՄԲԱ) | Եվրո | -8 045 128 |
| Տարեկան սպասարկման ցիկլի տնտեսումներ | Եվրո | -944 978 |
| Օգուտ-ծախս հարաբերություն | - | (0.21) |
| Էներգիայի արտադրման արժեք/ծախս | Եվրո /կվտ | 0.122 |
| Ծրագրի սեփական միջոցները | Եվրո | 6 631 862 |
| Ծրագրի պարտքերը | Եվրո | 15 474 345 |
| Ծրագրի վճարումները | Եվրո /տարի | 2 518 378 |
| Պարտքի սպասարկման /ծածկման/ գործակից | - | 0.64 |

Ստորև ներկայացված աղյուսակը ամփոփում է ԻՍ հաշվարկները Սեմյոնովկայի հողմաէներգետիկ ծրագրի համար՝

| Աղյուսակ 5.1.1. Ինքնաձախ սակագին | Սեմյոնովկայի ՀԷԿ |
|--|------------------|
| ՀԱստատված մուտքային սակագին, Եվրո/կվտժ | 0.0770 |
| Ինքնաձախ սակագին, Եվրո/կվտժ | 0.1224 |
| Տնդակայված հզորություն, ՄՎտ | 14.5 |
| Առաքված վերականգնվող էներգիա, ՄՎտժ | 25 251 |
| Ընդհանուր ծախսեր, Եվրո | 22 106 207 |

⁷ 454.55 դրամ = 1 € փոխանակման կուրս (մայիս 2007թ.)

3.2.2. Սենյոնովկայի ՀոԷԿ զգայունության վերլուծության արդյունքները

Ծրագրի ընդհանուր զգայունության վերլուծությունը կատարվում է RetScreen մոդելի ներկառուցված հատկանիշների հիման վրա: Տնքստային պատուհանում ներկայացվում են փոփոխության ենթակա պարամետրերի ցանկը և փոփոխությունների շրջանակը: Մոդելը թույլ է տալիս կատարել զգայունության վերլուծության ծրագրի միայն 3 ֆիքսված ֆինանսական պարամետրերի համար՝ Մաքուր բերված արժեք /ՄԲԱ/, Հետ հարկման Ներքին շահութաբերության նորմա և Ներդրման վերադարձ, Դրական դրամահոսքի տարի: Նկար 5.1-ը ներկայացնում է Ծրագրի հիմնական մուտքային պարամետրերի զգայունության վերլուծության արդյունքները ՄԲԱ-ի վրա: Այս արժեքի վերին աջ կողմի պատուհանը ցույց է տալիս մուտքային պարամետրերի շրջանակը:

Ի լրումն՝ մոդելի մի շարք փորձեր կատարվում են մուտքային պարամետրերի տրված տատանումների ներքո ինքնաձայս սակագնի զգայունության որոշման համար (տես՝ տնքստային պատուհանը):

Ստորև ներկայացված աղյուսակ 5.3.2-ը լուսաբանում է ԻՍ արժեքի հաշվարկի արդյունքները Սենյոնովկայի լեռնանցքի ծրագրի համար (բազային), ինչպես նաև ինքնաձայս սակագնի զգայունության արդյունքները տարբեր պարամետրերի շեղումների ներքո:

| Աղյուսակ 5.3.2 | | ԻՍ զգայունության վերլուծությունը՝ 14.5 ՄՎտ Սենյոնովկայի լեռնանցքի ՀոԷԿ | | | | |
|---|------|--|--------|--------|--------|--------|
| Ձեղչման հաշվարկային դրույք՝ 30% | | 1 € = 454.55 AMD | | | | |
| Կապիտալ ծախսեր՝ 20% | | Ներկա հողմատներգիայի սակագին՝ 35 դրամ/կվտժ (€ 0.077 կվտժ) | | | | |
| Էլ, էներգիայի արտադրանք՝ 15% | | | | | | |
| Զգայունության սահմանները | | Ընդհանուր կապիքլ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Էլեկտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն (ՄՎտժ) | | 17.68 | 19.90 | 22.11 | 24.32 | 26.53 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 21463 | -15% | 0.1199 | 0.1322 | 0.1445 | 0.1567 | 0.1690 |
| 23357 | -8% | 0.1099 | 0.1212 | 0.1325 | 0.1438 | 0.1551 |
| 25251 | 0% | 0.1015 | 0.1119 | 0.1224 | 0.1328 | 0.1433 |
| 27144 | 8% | 0.0942 | 0.1039 | 0.1137 | 0.1234 | 0.1331 |
| 29038 | 15% | 0.0879 | 0.0970 | 0.1061 | 0.1152 | 0.1243 |
| | | Ընդհանուր կապտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Ձեղչման հաշվարկային դրույք (%) | | 17.68 | 19.90 | 22.11 | 24.32 | 26.53 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 7.0% | -30% | 0.0920 | 0.1011 | 0.1102 | 0.1194 | 0.1285 |
| 8.5% | -15% | 0.0968 | 0.1065 | 0.1163 | 0.1261 | 0.1359 |
| 10.0% | 0% | 0.1015 | 0.1119 | 0.1224 | 0.1328 | 0.1433 |
| 11.5% | 15% | 0.1062 | 0.1173 | 0.1284 | 0.1395 | 0.1506 |
| 13.0% | 30% | 0.1108 | 0.1226 | 0.1343 | 0.1460 | 0.1578 |
| | | Ձեղչման հաշվարկային դրույք (%) | | | | |
| Էլեկտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն (ՄՎտժ) | | 7.0% | 8.5% | 10.0% | 11.5% | 13.0% |
| | | -30% | -15% | 0% | 15% | 30% |
| 21463 | -15% | 0.1302 | 0.1373 | 0.1445 | 0.1515 | 0.1585 |
| 23357 | -8% | 0.1194 | 0.1260 | 0.1325 | 0.1390 | 0.1454 |

| | | | | | | |
|-------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| 25251 | 0% | 0.1102 | 0.1163 | 0.1224 | 0.1284 | 0.1343 |
| 27144 | 8% | 0.1024 | 0.1080 | 0.1137 | 0.1192 | 0.1247 |
| 29038 | 15% | 0.0955 | 0.1008 | 0.1061 | 0.1113 | 0.1165 |

Ի նընածախս սակագնի դեպքեր՝ ավելի բարձր քան մուտքային սակագինը
Ի նընածախս սակագնի դեպքեր՝ հավասար մուտքային սակագնին

Ձևք բերված արդյունքները ցույց են տալիս, որ բոլոր դիտարկված տատանումների համար բազային ԻՍ արժեքը (€ 0.1224/կվտժ), ինչպես նաև ձևք բերված ԻՍ արժեքները (€ 0.0879/կվտժ-ից մինչև € 0.1690/կվտժ) մնացել են ավելի քիչ, քան ներկա⁸ 35 դրամ/կվտժ, կամ € 0.077/կվտժ մուտքային սակագինը և այս պայմաններում ծրագիրը դառնում է տնտեսապես ՈՉ իրագործելի:

Սնայոնովկայի լեռնանցքի զգայունության վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ այն կմնա տնտեսապես **անիրագործելի** (բացասակն ՄԲԱ) **ներկա € 0.077/կվտժ**

| | |
|--|--------|
| Աղյուսակ 5.3.2-ա Ընդհանուր զգայունության վերլուծություն՝ 14.5 ՄՎտ Սնայոնովկայի լեռնանցքի ՀոԷԿ | |
| Ամենա "կարևոր" և զգայուն պարամետրերը | |
| Նախնական ծախսեր | -0.761 |
| "կարևոր" և զգայուն պարամետրեր | |
| ՎԷ մատակարարված | 0.399 |
| Պարտքի տոկոսադրույք | -0.305 |
| Էներգիայի խուսափելի արժեք/ծախսեր/ | 0.266 |
| Պակաս "կարևոր" և զգայուն պարամետրեր | |
| Տարեկան ծախսեր | -0.087 |
| Պարտքի հարաբերությունը | 0.038 |
| ԶԳԱ արտանետումների նվազեցման վարկեր | 0.033 |
| Պարտքի ժամկետը | 0.025 |

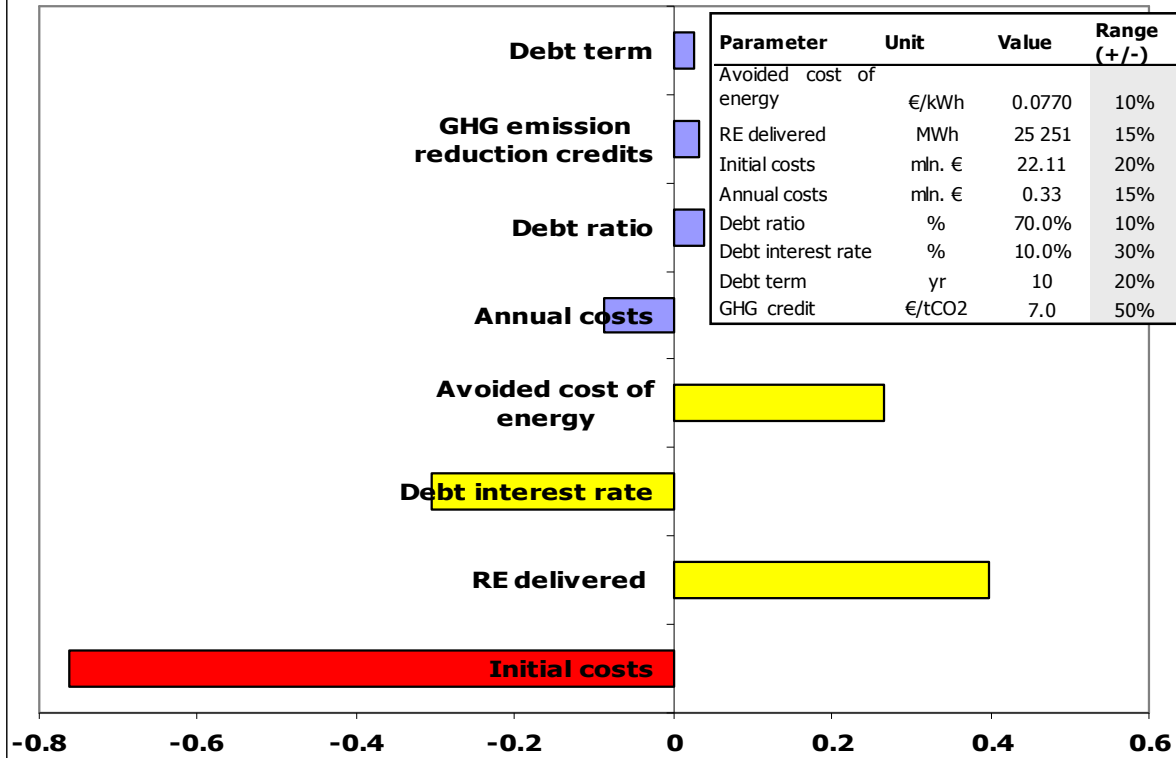
մուտքային սակագնի պայմաններում անկախ մուտքային պարամետրերում (զեղչման հաշվարկային դրույ, կապիտալ ծախսեր և էլեկտրաէներգիայի տարեկան արտադրությունը) դիտարկված շեղումները: ԻՍ-ի բազային արժեքը ցույց է տալիս, որ ծրագիրը կարող է դառնալ տնտեսապես իրագործելի միայն, եթե մուտքային սակագինը լինի ավելի բարձր քան 0,1224/€ կվտժ:

14.5ՄՎտԱ հզորության Սնայոնովկայի հողմաէներգետիկ ծրագրի զգայունության վերլուծությունը, այսինքն ներքին պարամետրերի փոփոխությունների ազդեցությունը Ծրագրի ՄԲԱ-ի վրա, ամփոփված է ստորև պատկերված Աղյուսակ 5.3.2-ա-ում

և ցուցադրված Նկ. 5.1-ում: Ընդհանուր զգայունության վերլուծության արդյունքները ներկայացված են Աղյուսակ 5.3.2-ա-ում և խմբավորված երեք կատեգորիաներում՝ ամենազգայուն (կամ ամենա "կարևոր") պարամետրերը, կարևոր և պակաս կարևոր պարամետրերը:

⁸ ՀՀ ՀԾԿՀ-ի No 208-N որոշման համաձայն առ 4 մայիսի 2007թ.

Fig. 5.1. Semenovka WPP. Sensitivity of input parameters on NPV



3.2.3. Ծրագրերի արժեքը

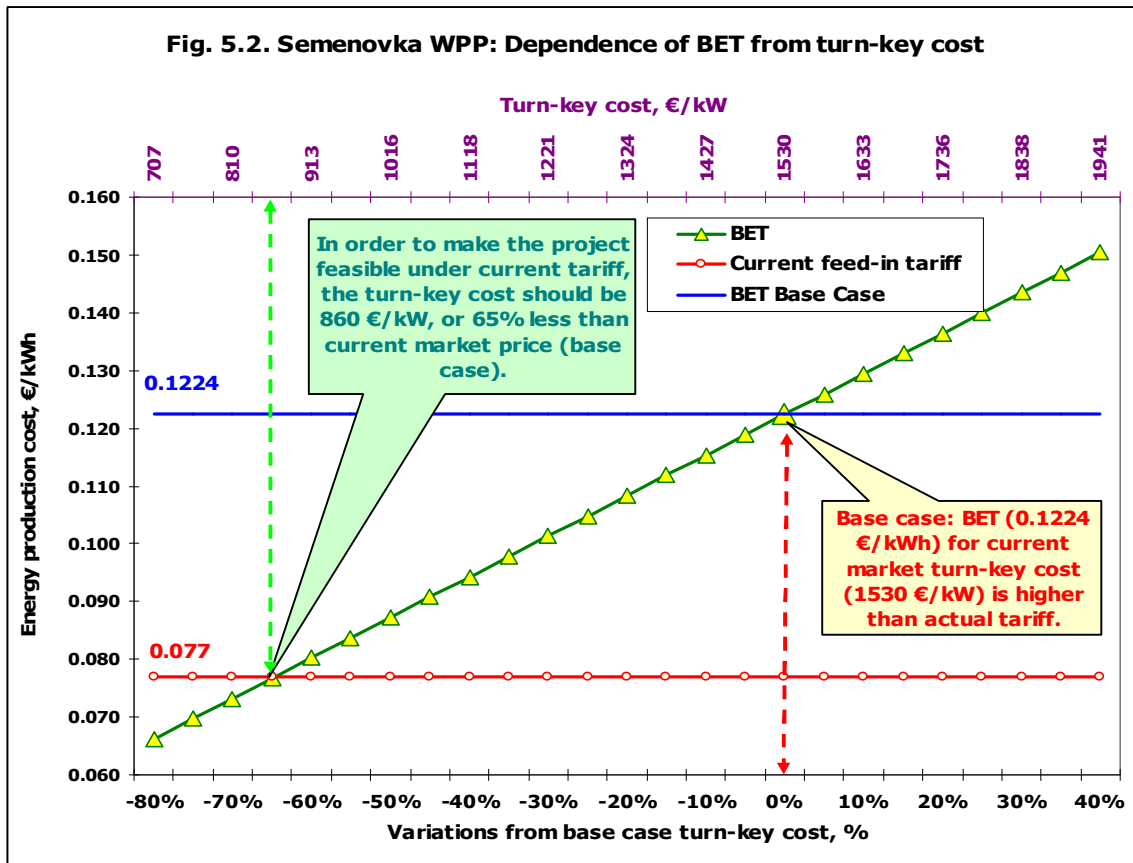
Հաշվարկները ցույց են տալիս, որ ծրագրի նախնական արժեքը ամենակարևոր պարամետրն է ծրագրի իրագործելիության համար՝ նրա զգայունության չափը շուրջ - 0.8 է (մինուս նշանը ցույց է տալիս, որ նախնական ծախսերի նվազեցումը կավելացնի ԻՍ-ի արժեքը, տես՝ նաև Նկ. 5.1):

Նկ. 5.2.-ը ամփոփում է Ծրագրի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները՝ ելնելով «վերջնական» արժեքից /ծախսերից/: Ինչպես հետևում է այս արժեքից, Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ի ծրագրի բազային արժեքը (22.1 մլն եվրո) և համապատասխան «վերջնական» 1530 եվրո/kW արժեքը նկատի է առնվում 0.1224 եվրո /կՎտժ ԻՍ որժեքը, որը զգալիորեն ավելի բարձր է քան ընթացիկ սակագինը հողմաէներգիայի համար: Մյուս կողմից, Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ը ներկա սակագնի պայմաններում իրագործելի դարձնելու համար «վերջնական» ծախսը պետք է ինչ-որ կերպ նվազեցվի բազային գնահատման մինչև 65%-ը (շուրջ 860 եվրո /կՎտ), որը բավականին ցածր է ներկա շուկայական գնից:

Այս ենթատեքստում, հարկ է նշել, որ Հայաստանում ժամանակակից հողմատուրբինների տեղական արտադրական հզորությունների բացակայության պատճառով, հողմաէլեկտրակայանների բոլոր հիմնական բաղադրիչները պետք է ներկրվեն Հայաստան: ՀոԷԿ-ի սարքավորումների (հողմատուրբիններ) հիմնական արժեքը կազմում է հողմածրագրի նախնական ընդհանուր արժեքի շուրջ 60-80%-ը:

Համաձայն ներկայումս առկա ԱԱՀ (ավելացված արժեքի հարկին) Հայաստանում, ներկրվող հողմատուրբինները ենթակա կլինեն ավելացված

արժեքի հարկի վճարումների 20%-ին: Այս արտացոլելու համար, 20% ԱԱՀ-ն ավելացվում է ՀոԷԿ-ի բոլոր RetScreen փորձերի և նախնական արժեքի հաշվարկներին: Այսպիսի իրավիճակը ցույց է տալիս, որ Հայաստանում հողմատեներգետիկ զարգացումը խթանելու համար, կարող են առաջարկվել որոշ միջոցներ՝ ՀոԷԿ-ի նախնական ծախսերը նվազեցնելու համար՝ պակասեցնելով ԱԱՀ բեռը վե՛ ծրարգրերով ներկրված սարքավորումների վրա:

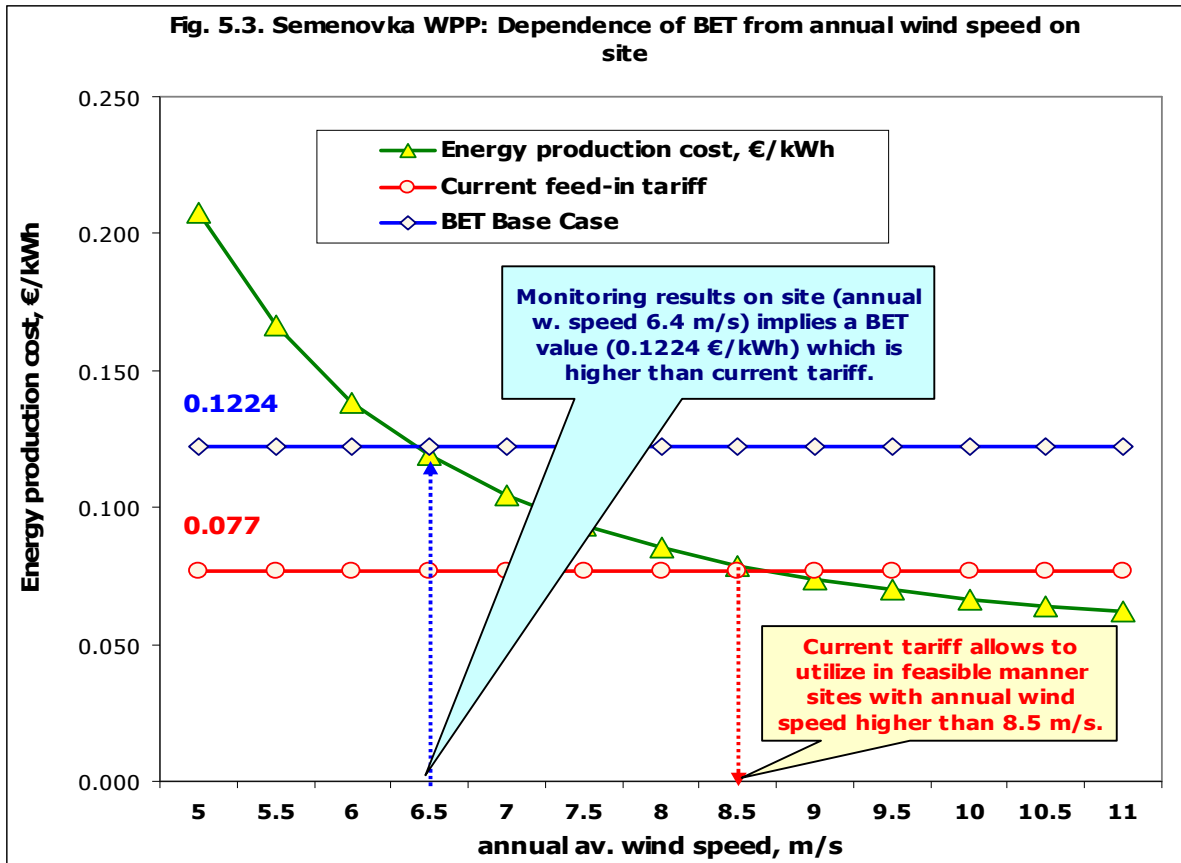


3.2.4. Առաքված էներգիան

Զգայունության վերլուծության արդյունքները ցույց են տալիս, որ առաքված էներգիան (էներգիայի արտադրանքը), պարտքի տոկոսադրույթը և էներգիայի խուսափելու արժեքը (հողմատեներգիայի սակագին) ունեն ամենազգայուն պարամետրի մեծության զգայունության մոտավորապես կեսը – ծրագրի արժեքը և կարող են համարվել կարևոր պարամետրեր: Այսպիսով, նրանք կարող են կարևոր պարամետր հանդիսանալ Սեմյոնովկայի ՀոԷԿ-ի համար:

Ծրագրի մատակարարված էներգիան մեծ հետաքրքրություն է ներկայացնում, քանի որ այն ուղղակիորեն սահմանում է հողմատեներգետիկ հոսքի էներգիայի բնական սահմանափակումները Գեղարքունիքի մարզի դիտարկված հարթակի վերաբերյալ: Հողմի տարեկան միջին 1մվրկ արագության փոփոխությունը կազմում է մոտավորապես 22%/ կվտժ-ին: Ներկա մուտքային սակագինը Հայաստանում ցույց է տալիս, որ անհրաժեշտ է հողմի տարեկան ավելի քան 8.5 մ/վրկ արագություն մարզում հողմածրագիրը իրագործելի դարձնելու համար:

(տես Նկ. 5.3).



3.2.5. Մուտքային սակագնի բարձացման սցենարները

Մեմբերության հողատերերից ծրագրի ուսումնասիրությունը իրականացվել է այն ենթադրությամբ, որ ցանցին համակցված էլեկտրաէներգիայի գնման սակագինը մնա անփոփոխ ծրագրի ամբողջ տևողության ընթացքում (20 տարի) և հավասար լինի ՀՀ ՀՕԿՀ-ի կողմից 2007թ. մայիսին սահմանված ընթացիկ սակագնին⁹: Այս ենթադրությունը չի արտացոլում ՎԷ սակագնի ավելացման նորման որպես ֆինանսական խթանիչ մեխանիզմ հողատերերի գարգացման համար, որն ամբողջովին համապատասխանում է ՀՀ ՀՕԿՀ-ի ընթացիկ ֆիքսված ՎԷ սակագնի քաղաքականությանը: ՀՀ ՀՕԿՀ-ի վերջին որոշումը առ 4 մայիսի 2007թ, ներկայացրել և հաստատել են սակագների տարեկան կարգավորման մեթոդաբանական միայն հիմնված է հայկական դրամի և ԱՄՆ դոլարի միջև փոխանակային կուրսի գարգացման և Հայաստանում սպառողական գնի ինդեքսի փոփոխությունների վրա:

Միաժամանակ, անհրաժեշտ է շեշտել, որ ծրագրի հաշվարկներում ներառված է ընդհանուր սղաճը: Օրինակ՝ Մեմբերության ՀոԿ-ի բազային սցենարում ընդհանուր սղաճի տարեկան նորման 4.0% է: Ընդհանուր օրենք է այս տիպի հաշվարկների համար, որ եթե սղաճը հաշվի է առնվում օգուտ/ծախսի վերլուծության մեջ՝ ապա պետք է դիտարկվի նաև էներգիայի արժեքի ավելացման նորման:

⁹ 35 դրամ/կվտժ առանց ԱԱՀ, կամ 0.077 €/կվտժ 2007թ.-ի մայիսի 454.54 դրամ/€ փոխանակման կուրսով

Ձևը բերված արդյունքները հեռանկարում պատկերացնելու և հողմի սակագնի աճի նորմայի հնարավոր ազդեցությունը ծրագրի ՄԲԱ և հետ-հարկային ՆԾՆ վրա արտացոլելու նպատակով կատարվեցին Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ի RetScreen մոդելի մի շարք փորձերի միջոցով: Դիտարկվեցին սղաճի ընդհանուր նորմերը սղաճի դիսպագոնի համար՝ սկսած 0 %-ից մինչև 10%: Այս դեպքերից յուրաքանչյուրի համար դիտարկվեցին նաև աճի տարբեր սցենարներ՝ սկսած 0.0%-ից մինչև 8.0%:

Այս հաշվարկների արդյունքները ներկայացված են ստորև պատկերված աղյուսակում՝

| Աղյուսակ 5.3.3. Սակագնի աճի ազդեցությունը Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ի հիմնական պարամետրերի վրա | | | |
|--|---------------|--------------|--------------------|
| Աճի նորման, % | ԻՍ, €/կվտժ | ԶԲԱ, մլն. € | Հետ-հարկման ՆԳՆ, % |
| Սղաճ 0.0% | | | |
| 0 | 0.1199 | -7.38 | 0.2% |
| 0.4% | 0.1164 | -6.98 | 0.9% |
| 4.0% | 0.0874 | -2.45 | 7.4% |
| 5.0% | 0.0803 | -0.84 | 9.2% |
| 6.0% | 0.0736 | 0.94 | 10.9% |
| 7.0% | 0.0674 | 2.94 | 12.6% |
| 8.0% | 0.0616 | 5.18 | 14.2% |
| Սղաճ 4.0% | | | |
| 0 | 0.1261 | -8.45 | -2.2% |
| (Բազային դեպք) 0.4% | 0.1224 | -8.05 | -1.3% |
| 4.0% | 0.0919 | -3.51 | 6.1% |
| 5.0% | 0.0844 | -1.91 | 8.0% |
| 6.0% | 0.0774 | -0.12 | 9.9% |
| 7.0% | 0.0709 | 1.87 | 11.7% |
| 8.0% | 0.0647 | 4.11 | 13.4% |
| Սղաճ 6.0% | | | |
| 0.0% | 0.1224 | -8.05 | -1.3% |
| 0.4% | 0.1266 | -8.78 | -3.3% |
| 4.0% | 0.0950 | -4.25 | 5.1% |
| 5.0% | 0.0873 | -2.65 | 7.2% |
| 6.0% | 0.0801 | -0.86 | 9.1% |
| 7.0% | 0.0733 | 1.13 | 11.0% |
| 8.0% | 0.0669 | 3.37 | 12.9% |
| Սղաճ 10.0% | | | |
| 0.0% | 0.1426 | -11.28 | negative |
| 0.4% | 0.1384 | -10.87 | -14.8% |
| 4.0% | 0.1039 | -6.34 | 1.6% |
| 5.0% | 0.0955 | -4.74 | 4.3% |
| 6.0% | 0.0875 | -2.95 | 6.8% |
| 7.0% | 0.0801 | -0.96 | 9.0% |
| 8.0% | 0.0732 | 1.28 | 11.2% |

Այս հաշվարկների ընթացքում, ծրագրի այլ պարամետրերը (նախնական արժեք, Առաքված էներգիա, Ջեղչման հաշվարկային դրույք, և այլն) հավասար էին Բազային արժեքներին:

Աղյուսակը լուսաբանում է, որ կարելի է ձեռք բերել 0% ընդհանուր սղածի նորմայի ՄԲԱ դրական արժեքներ Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ի համար, եթե կիրառվի 6.0% աճի նորմայի սցենարը հողմատվերաէներգիայի սակագնի համար. Այս դեպքում Ծրագրի հետ-հարկման ՆԳՆ-ն կլինի 10.9%: 10.0% ընդհանուր սղածի դեպքում դրական ՄԲԱ կարող է ձեռք բերվել 8.0% սակագնի աճի նորմայով: 4.0% ընդհանուր սղածի դեպքում (Բազային դեպք) դրական ՄԲԱ կարող է ձեռք բերվել Սենյոնովկայի ՀոԷԿ-ի համար, եթե կիրառվի 7.0% սակագնի աճի նորման 10:

Ծրագրի ընդհանուր իրագործելիության վերաբերյալ սակագնի աճի ազդեցությունը զգալի է, ի վերջո, այն բարելավում է “էներգիայի խուսափելի արժեքը”, այսինքն՝ Ծրագրի 4-րդ զգայուն և “կարևոր” պարամետրը (տես վերևում՝ գլուխ 5.3.1):

Սակագնի ավելացմամբ ծրագրի ընդհանուր իրագործելիության վրա ազդեցությունը նշանակալի է և կարող է գիտակցվել որպես արդյունավետ խթանիչ մեծանիզմներից մեկը երկրում ընդհանրապես հողմատվերաէներգիայի զարգացման աջակցության և խթանման և Հայաստանի Գեղարքունիքի մարզի հողմատվերաէներգետիկ տնտեսական ներուժի ավելացման համար:

3.2.6. ԱՏՆ տարբեր գները

| Աղյուսակ 5.3.5. Ինքնաճախ սակագին տարբեր ԱՏՆ ցերի ցերքո | |
|--|------------------------------|
| ԱՏՆ գներ € /տեմնա CO ₂ համարժեքի | Ինքնաճախ սակագին, €/կվտժ |
| 0 | 0.1250 |
| 5 | 0.1231 |
| (Բազային դեպք) 7 | (բազային դեպք) 0.1224 |
| 9 | 0.1216 |
| 15 | 0.1194 |

Վերջապես, տարեկան ծախսերի զգայունությունը, պարտքի հարաբերակցությունը, ջերմոցային գազերի արտանետումները (ՋԳԱ) արտանետումների նվազեցման վարկերը և պարտքի ժամկետը շուրջ 5-10 անգամ պակաս է, քան պարամետրերի զգայունությունը՝ դասակարգված որպես կարևոր պարամետրեր, ուստի կարող են ընդունվել որպես կարևոր:

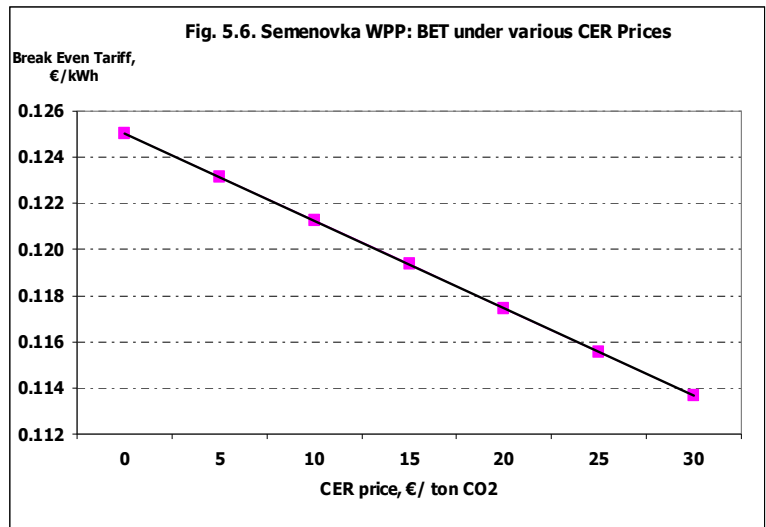
Կանխիկ դրամահոսքը ծրագրին, արտանետումների հաստատված նվազեցման շնորհիվ, հաշվարկվում է Արտանետումների հաստատված նվազեցումների (ԱՏՆ) տարբեր գներ, որոնք վավերական են Հայաստանի ՎԷ ծրագրերի համար կիոտոյի արձանագրության Մաքուր զարգացման մեխանիզմի ներքո:

Ստորև բերված Աղյուսակ 5.3.5 –ում ներկայացված է տարբեր ԱՏՆ գների ավելացման ազդեցությունը Սենյոնովկայի ծրագրի ինքնաճախ սակագնի վրա: Աղյուսակ 5.6.1.ա-ից երևում է, որ ԱՏՆ հաստատված տարբեր ԱՏՆ գնային սցենարների ներքո, խստորեն չեն ազդում Սենյոնովկայի ծրագրի ինքնաճախ սակագնի վրա, չնայած մեկ տոննայի դիմաց 7 եվրո ԱՏՆ գինը կնվազեցնի ԻՍ-ը

¹⁰ Բազային դեպքի ոչ-զերո աճի նորման (0.4%) ենթակա է մոդելավորման փորձերի RetScreen մոդելի վրա՝ որոշ տեխնիկական պատճառներից ելնելով:

2½%-ով:

Այս արդյունքը լուսաբանելու համար կատարվեցին մի շարք հաշվարկներ Սեմյոնովկայի ծրագրի համար տարբեր ԱՀՆ գներով: Արդյունքները ամփոփվում են նկ. 5.6-ում: Աճող ԱՀՆ գնի ազդեցությունը ունի գծային ներգործություն ծրագրի ԻՍ-ի նվազեցման վրա, այսինքն՝ ամեն անգամ ԱՀՆ գինը ավելացված եվրո 5 CO₂-ի տոննային, ԻՍ արժեքը նվազեցված 2.0%-ով: Արժեքը ներկայացնում է նաև ձեռք բերված արդյունքների ուղղության գծի հավասարում:



Ընդհանրապես կարող է կատարվել եզրահանգում, որ ներկա պայմաններում ՄԶՄ միացումը ՀՀ Գեղարքունիքի մարզի հողմաէներգետիկ ծրագրերին չի հանգեցնի հողմածրագրերի ՍԻ էական նվազեցմանը և հետևաբար զգալիորեն չի ազդի ծրագրի իրագործելիության վրա:

3.3. Ձողի լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագիր

3.3.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը

19.5 ՄՎտ հզորությամբ Ձողի հողմաէլեկտրակայանի (Սուրբ քաղաք) ծրագիրը առաջին անգամ ցանցին համակցված ՎԷ ծրագիրն է Հայաստանում: Zod Wind ՓԲԸ-ն կատարել է հողմառեսուրսների լայնածավալ մոնիթորինգ այս շրջանում՝ բարենպաստ արդյունքներով: 2001թ.-ին կատարվել է ծրագրի նախնական տեխնիկատնտեսական հիմնավորում և նորացվել ծրագրի շրջանակներում:

Ծրագրի հիմնական պարամետրերն են՝

- ⇒ միջին տարեկան հողմի արագություն 8.1 մ/վրկ հողմատուրբինի բարձրության վրա,
- ⇒ ընդհանուր տեղակայված հզորությունը 19.55 ՄՎտ (23 տուրբիններ՝ յուրաքանչյուրը 850 կՎտ նոմինալ հզորությամբ),
- ⇒ էներգիայի ընդհանուր տարեկան միջին արտադրությունը՝ 53.59 մլն կՎտժ/տ,
- ⇒ ցանցին մատակարարված տարեկան միջին էներգիան՝ 46.57 մլն կՎտժ/տ,
- ⇒ ընդհանուր նախնական արժեք՝ 30.83 մլն € (41.62 մլն ԱՄՆ դոլար)
- ⇒ հողմի էլ. էներգիայի սակագինը ծրագրի ժամանակ (2001թ.) 0.0519 €/կՎտժ էր առանց ԱԱՀ 11:

¹¹ կամ 0.07 ԱՄՆ ցենտ/կՎտժ համաձայն ՀՀ ՀԾԿՀ: Այս սակագինը գործում էր մինչև 2007թ. մայիսի 4-ը:.

3.3.2. Չողի ՀոԷԿ-ի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները

Ստորև ներկայացված աղյուսակ 5.4.2-ը լուսաբանում է ԻՍ արժեքի հաշվարկի արդյունքները Չողի լեռնանցքի ծրագրի համար (բազային), ինչպես նաև ինքնաձախ սակագնի զգայունության արդյունքները տարբեր պարամետրերի շեղումների ներքո:

Ձեռք բերված արդյունքները ցույց են տալիս, որ բոլոր դիտարկված տատանումների համար բազային ԻՍ արժեքը (եվրո 0.1036/կվտժ) մնացել է ավելի քիչ, քան մուտքային սակագինը (եվրո 0.0519/կվտժ), որը ուժի մեջ էր ծրագրի հաստատման ժամանակ (ձեռք բերված ԻՍ արժեքների շրջանակն է եվրո 0.0818/ կվտժ –ի մինչև եվրո 0.1271/ կվտժ):

| Աղյուսակ 5.4.2 | | ԻՍ զգայունության վերլուծություն, 19.5 ՄՎտ Չողի ՀոԷԿ | | | | |
|---------------------------------------|-----------|---|---|---------------|---------------|---------------|
| Չեղչման հաշվարկային դրույք` | | 30% | Հողմաէլեկտրաէներգիայի սակագինը ծրագրի ժամանակ` € 0.0519/կվտժ | | | |
| Կապիտալ ծախսեր` | | 20% | | | | |
| Էլ, էներգիայի արտադրանք: | | 5% | | | | |
| Զգայունության սահմանները | | Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Էլեկտրաէներգիայի արտադրություն (ՄՎտժ) | | 24.66 | 27.75 | 30.83 | 33.91 | 36.99 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 44240 | -5% | 0.0904 | 0.1000 | 0.1090 | 0.1181 | 0.1271 |
| 45404 | -3% | 0.0881 | 0.0975 | 0.1062 | 0.1150 | 0.1238 |
| 46568 | 0% | 0.0864 | 0.0950 | 0.1036 | 0.1122 | 0.1207 |
| 47732 | 3% | 0.0838 | 0.0927 | 0.1011 | 0.1094 | 0.1178 |
| 48896 | 5% | 0.0818 | 0.0905 | 0.0987 | 0.1068 | 0.1150 |
| | | Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Չեղչման հաշվարկային դրույք (%) | | 24.66 | 27.75 | 30.83 | 33.91 | 36.99 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 7.0% | -30% | 0.0790 | 0.0871 | 0.0946 | 0.1021 | 0.1096 |
| 8.5% | -15% | 0.0824 | 0.0910 | 0.0991 | 0.1071 | 0.1152 |
| 10.0% | 0% | 0.0859 | 0.0950 | 0.1036 | 0.1122 | 0.1207 |
| 11.5% | 15% | 0.0893 | 0.0990 | 0.1081 | 0.1172 | 0.1263 |
| 13.0% | 30% | 0.0927 | 0.1030 | 0.1126 | 0.1222 | 0.1318 |
| | | Չեղչման հաշվարկային դրույք (%) | | | | |
| Էլեկտրաէներգիայի արտադրություն (ՄՎտժ) | | 7.0% | 8.5% | 10.0% | 11.5% | 13.0% |
| | | -30% | -15% | 0% | 15% | 30% |
| 44240 | -5% | 0.0995 | 0.1043 | 0.1090 | 0.1138 | 0.1185 |
| 45404 | -3% | 0.0970 | 0.1016 | 0.1062 | 0.1109 | 0.1155 |
| 46568 | 0% | 0.0946 | 0.0991 | 0.1036 | 0.1081 | 0.1126 |
| 47732 | 3% | 0.0923 | 0.0967 | 0.1011 | 0.1055 | 0.1098 |
| 48896 | 5% | 0.0901 | 0.0944 | 0.0987 | 0.1029 | 0.1072 |

Ինքնաձախ սակագնի դնաքեր` ավելի բարձր քան մուտքային սակագինը

Ինքնաձախ սակագնի դնաքեր` հավասար մուտքային սակագնին

Չողի լեռնանցքի զգայունության վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ այն կմնա տնտեսապես անիրագործելի (բազասական ՄԲԱ) մուտքային սակագնի եվրո

0.0519/կվտժ (առանց ԱԱՀ) դնաքում:

3.4. Պուշկինի լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագիր

3.4.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը

19.5 Մվտ հզորությամբ Պուշկինի լեռնանցքի ցանցին համակցված հողմաէներգետիկ ծրագիրը, տեղակայված Բագումի լեռների կիրճում (ՀՀ, Լոռու մարզ) դիտարկվեց 2000-01թթ. հայ-հոլանդական ArmWind ծրագրի շրջանակներում՝ Նիդեռլանդների էկոնոմիկայի նախարարության PSO գործակալությունից դրամաշնորհի աջակցությամբ¹²: Ներկայումս այս հարթակում տեղակայված է առաջին Լոռի 1« հողմաէլեկտրական կայանը (շահագործված 2005թ.-ի դեկտեմբերին), գումարային 2.64 Մվտ հզորությամբ: Այս փոքր հողմակայանը կառուցվեց դրամաշնորհի աջակցությամբ և չի կարող համարվել առևտրային տեղակայում:

Պուշկինի լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագրի տեխնիկատնտեսական վերլուծությունը հիմնված քր 24 ամսյա հողմաէներգետիկ մոնիթորինգի տվյալների վրա (50մ բարձրություն, չափումներ 30 և 50 մ գետնի մակերեսից բարձր) տեղակայված Պուշկինի լեռնանցքի գագաթին¹³:

Ծրագրի հիմնական պարամետրերն են՝

- ⇒ միջին տարեկան հողմի արագություն 8.3 մ/վրկ հողմատուրբինի բարձրության վրա,
- ⇒ ընդհանուր տեղակայված հզորությունը՝ 19.55 Մվտ (23 տուրբիններ՝ յուրաքանչյուրը 850 կվտ նոմինալ հզորությամբ),
- ⇒ էներգիայի ընդհանուր տարեկան միջին արտադրությունը՝ 54.7 մլն կվտժ/տ,
- ⇒ ցանցին մատակարարված տարեկան միջին էներգիան՝ 48.9 մլն կվտժ/տ,
- ⇒ ընդհանուր նախնական արժեք՝ 27.67մլն եվրո,
- ⇒ հողմի էլ. էներգիայի սակագինը ծրագրի ժամանակ (2002թ.) 0.0519 եվրո / կվտժ էր առանց ԱԱՀ¹⁴՝ 0.07 ԱՄՆ ցենտ/կվտժ:

3.4.2. Պուշկինի լեռնանցքի ԻՍ զգայունության վերլուծության արդյունքները

Ստորև ներկայացված աղյուսակ 5.5.2-ը լուսաբանում է ԻՍ արժեքի հաշվարկի արդյունքները Պուշկինի լեռնանցքի ծրագրի համար (բազային), ինչպես նաև ինքնաձայն սակագնի զգայունության արդյունքները տարբեր պարամետրերի շնորհիվ ներքո: Ձևք բերված արդյունքները ցույց են տալիս, որ բոլոր դիտարկված տատանումների համար բազային ԻՍ արժեքը (եվրո 0.0902/ կվտժ) մնացել է ավելի քիչ, քան մուտքային սակագինը (եվրո 0.0519/կվտժ), որը ուժի մեջ էր ծրագրի հաստատման ժամանակ:

¹² Determination of Wind Turbine Design Conditions at Pushkin Pass. P. Vermeulen, A. Marjanyan. Final Report. ArmWind Project PSO 00/AM/4. Nov 2001.

¹³ ArmNedWind Project "Wind Resource Assessment Study". Final Report PSO 98/AM/2/1. Oct 2000.

¹⁴ This tariff was active till 4 May 2007. The appropriate decision of the PSRC RA was issued to the public in August 2007.

| Աղյուսակ 5.5.2 | | ԻՍ զգայունության վերլուծություն, 19.5 ՄՎտ Պուշկինի լեռնանցքի ՀոԷԿ | | | | |
|---|------|--|--------|--------|--------|--------|
| Ջնղչման հաշվարկային դրույք` 30% | | Հողմատելնյտրաէներգիայի սակագինը ծրագրի ժամանակ` € 0.0519/կՎտժ | | | | |
| Կապիտալ ծախսեր` 20% | | | | | | |
| Էլ, էներգիայի արտադրանք` 5% | | | | | | |
| Զգայունության սահմանները | | Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Էլնյտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն (ՄՎտժ) | | 22.14 | 24.91 | 27.67 | 30.44 | 33.21 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 46478 | -5% | 0.0796 | 0.0873 | 0.0950 | 0.1027 | 0.1104 |
| 47701 | -3% | 0.0775 | 0.0850 | 0.0926 | 0.1001 | 0.1076 |
| 48924 | 0% | 0.0756 | 0.0829 | 0.0902 | 0.0976 | 0.1049 |
| 50147 | 3% | 0.0737 | 0.0809 | 0.0880 | 0.0952 | 0.1023 |
| 51370 | 5% | 0.0720 | 0.0790 | 0.0859 | 0.0929 | 0.0999 |
| | | Ընդհանուր կապալալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Ջնղչման հաշվարկային դրույք (%) | | 22.14 | 24.91 | 27.67 | 30.44 | 33.21 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 7.0% | -30% | 0.0698 | 0.0762 | 0.0827 | 0.0891 | 0.0956 |
| 8.5% | -15% | 0.0727 | 0.0796 | 0.0865 | 0.0934 | 0.1002 |
| 10.0% | 0% | 0.0756 | 0.0829 | 0.0902 | 0.0976 | 0.1049 |
| 11.5% | 15% | 0.0785 | 0.0862 | 0.0940 | 0.1018 | 0.1096 |
| 13.0% | 30% | 0.0814 | 0.0896 | 0.0978 | 0.1060 | 0.1142 |
| | | Ջնղչման հաշվարկային դրույք (%) | | | | |
| Էլնյտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն (ՄՎտժ) | | 7.0% | 8.5% | 10.0% | 11.5% | 13.0% |
| | | -30% | -15% | 0% | 15% | 30% |
| 46478 | -5% | 0.0870 | 0.0910 | 0.0950 | 0.0990 | 0.1030 |
| 47701 | -3% | 0.0848 | 0.0887 | 0.0926 | 0.0964 | 0.1003 |
| 48924 | 0% | 0.0827 | 0.0865 | 0.0902 | 0.0940 | 0.0978 |
| 50147 | 3% | 0.0807 | 0.0844 | 0.0880 | 0.0917 | 0.0954 |
| 51370 | 5% | 0.0788 | 0.0823 | 0.0859 | 0.0896 | 0.0932 |

 Ի նքնաժախս սակագնի դնաքըն` ավնի բարձր քան մուտքային սակագինը
 Ի նքնաժախս սակագնի դնաքըն` հավասար մուտքային սակագնին

Պուշկին լեռնանցքի ԻՍ զգայունության վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ եվրո 0.0519/կՎտժ (առանց ԱԱՀ) մուտքային սակագնի դնաքում, ծրագիրը կմնա տնտեսապես անհրազոտելի (բազասական ՄԲԱ):

3.5. Կարախաչի լեռնանցքի հողմատելնյտրաէներգիայի ծրագիր

3.5.1. Ծրագրի համառոտ նկարագրությունը

124.1 ՄՎտ հզորությամբ Կարախաչի լեռնանցքի ցանցին համակցված Հողմատելնյտրաէներգիայի ծրագիրը, տեղակայված Բազումի և Չավաղետ լեռների կիրճում (ՀՀ, Շիրակի մարզ) դիտարկվեց 2000-01թթ. հայ-հոլանդական ArmWind ծրագրի շրջանակներում՝ Նիդեռլանդների Էկոնոմիկայի նախարարության PSO

գործակալությունից դրամաշնորհի աջակցությամբ¹⁵: 2007թ. սկզբին հայտարարվեց Իտալիայից մասնավոր ընկերության կողմից այս հարթակում 90ՄՎտ հզորությամբ հողմածրագիր սկսելու մտադրության մասին: Կարախաչի լեռնանցքի հողմաէներգետիկ ծրագրի տեխնիկատնտեսական վերլուծությունը հիմնված էր 24 ամսյա հողմաէներգետիկ մոնիթորինգի տվյալների վրա (1999-2000թթ.) իրականացված ArmNedWind ծրագրի ներքո մեկ մոնիթորինգի համալիրի վրա (50մ բարձրություն, չափումներ 30 և 50 մ գետնի մակերեսից բարձր) տեղակայված լեռնանցքի արևմտյան դարպասին Մուսայելյան գյուղի մերձակայքում 16:

Ծրագրի հիմնական պարամետրերն են՝

- ⇒ միջին տարեկան հողմի արագություն 8.2 մ/վրկ հողմատուրբինի բարձրության վրա,
- ⇒ ընդհանուր տեղակայված հզորությունը՝ 124.1 ՄՎտ(146 հողմատուրբիններ՝ յուրաքանչյուրը 850 կՎտ նոմինալ հզորությամբ),
- ⇒ էներգիայի ընդհանուր տարեկան միջին արտադրությունը՝ 347.3 մլն կՎտժ/տ,
- ⇒ ցանցին մատակարարված տարեկան միջին էներգիան՝ 301 մլն կՎտժ/տ,
- ⇒ ընհանուր նախնական արժեք՝ 74 մլն եվրո
- ⇒ հողմի էլ. էներգիայի սակագինը ՀՀ ՀԾԿՀ-ի հետ ծրագրի բանակցությունների վարման ժամանակ եվրո 0.071/կՎտժ էր առանց ԱԱՀ 17:

3.5.2. Կարախաչի լեռնանցքի ՀոԷԿ-ի ԻՍ Ձգայունության վերլուծության արդյունքները

Ստորև ներկայացված Աղյուսակ 5.6.2-ում պատկերված են Կարախաչի լեռնանցքի ծրագրի ԻՍ հաշվարկները (բազային դեպք), ինչպես նաև ԻՍ զգայունության արդյունքները տարբեր պարամետրերի փոփոխությունների ժամանակ.

| Աղյուսակ 5.6.2 | ԻՍ զգայունության վերլուծություն, 124.1 ՄՎտ Կարախաչի լեռնանցքի ՀոԷԿ | | | | | |
|--|--|--|--------|---------------|--------|--------|
| Չնդման հաշվարկային դրույթ՝ | 30% | Հողմաէլեկտրաէներգիայի սակագինը ծրագրի ժամանակ՝ € 0.071/կՎտժ | | | | |
| Կապիտալ ծախսեր՝ | 20% | | | | | |
| Էլ, էներգիայի արտադրանք՝ | 5% | | | | | |
| Ձգայունության սահմանները | | Ընդհանուր կապիտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | |
| Էլեկտրաէներգիայի արտադրություն (ՄՎտժ) | տարեկան | 139.22 | 156.62 | 174.02 | 191.42 | 208.83 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 285912 | -5% | 0.0610 | 0.0681 | 0.0753 | 0.0824 | 0.0896 |
| 293436 | -3% | 0.0594 | 0.0664 | 0.0733 | 0.0803 | 0.0873 |

¹⁵ Determination of Wind Turbine Design Conditions at Pushkin Pass. P. Vermeulen, A. Marjanyan. Final Report. ArmWind Project PSO 00/AM/4. Nov 2001.

¹⁶ ArmNedWind Project "Wind Resource Assessment Study". Final Report PSO 98/AM/2/1. Oct 2000.

¹⁷ or 0.096 USD cents/kWh. This tariff was negotiated between representatives of PSO agency (The Netherlands) and PSRC RA and fixed for the ArmNedWind Kharaxach project by PSRC RA.

| | | | | | | |
|---|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 300960 | 0% | 0.0579 | 0.0647 | 0.0715 | 0.0783 | 0.0851 |
| 308484 | 3% | 0.0565 | 0.0631 | 0.0698 | 0.0764 | 0.0830 |
| 316008 | 5% | 0.0552 | 0.0616 | 0.0681 | 0.0746 | 0.0810 |
| Ընդհանուր կապտալ ծախսեր (մլն. €) | | | | | | |
| Զնդչման հաշվարկային դրույք (%) | | 139.22 | 156.62 | 174.02 | 191.42 | 208.83 |
| | | -20% | -10% | 0% | 10% | 20% |
| 7.0% | -30% | 0.0519 | 0.0579 | 0.0639 | 0.0699 | 0.0759 |
| 8.5% | -15% | 0.0549 | 0.0613 | 0.0677 | 0.0741 | 0.0805 |
| 10.0% | 0% | 0.0579 | 0.0647 | 0.0715 | 0.0783 | 0.0851 |
| 11.5% | 15% | 0.0609 | 0.0681 | 0.0753 | 0.0824 | 0.0896 |
| 13.0% | 30% | 0.0638 | 0.0714 | 0.0789 | 0.0865 | 0.0941 |
| Զնդչման հաշվարկային դրույք (%) | | | | | | |
| Էլենկտրաէներգիայի տարեկան արտադրություն (ՄՎտժ) | 7.0% | | 8.5% | 10.0% | 11.5% | 13.0% |
| | | -30% | -15% | 0% | 15% | 30% |
| 285912 | -5% | 0.0673 | 0.0713 | 0.0753 | 0.0792 | 0.0831 |
| 293436 | -3% | 0.0655 | 0.0695 | 0.0733 | 0.0772 | 0.0810 |
| 300960 | 0% | 0.0639 | 0.0677 | 0.0715 | 0.0753 | 0.0789 |
| 308484 | 3% | 0.0623 | 0.0661 | 0.0698 | 0.0734 | 0.0770 |
| 316008 | 5% | 0.0609 | 0.0645 | 0.0681 | 0.0717 | 0.0752 |

Ի նքնաձախս սակագնի դեպքեր՝ ավելի բարձր քան մուտքային սակագինը
Ի նքնաձախս սակագնի դեպքեր՝ հավասար մուտքային սակագնին

Կարախաչի լեռնանցքի զգայունության վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ բոլոր դիտարկված տատանումների համար բազային ԻՍ արժեքը (եվրո 0.0715/կՎտժ առանց ԱԱՀ) թեթևակիորեն ավելի բարձր է, քան մուտքային սակագինը (եվրո 0.071/կՎտժ)՝ բանակցված ՀՀ ՀՕԿԱԺի հետ քննարկումների ժամանակ: Հետևաբար այն կմնա տնտեսապես անհրազորձելի (բացասական ՄԲԱ) բանակցված մուտքային սակագնի դեպքում:

Ի լրումն, զգայունության վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ ծրագրի ՄԲԱ-ը կդառնա դրական, եթե տարեկան արտադրանքը ավելանա 3%-ով՝ բազային դեպքի ենթադրության ներքո:

Միաժամանակ, հաշվարկը ցույց է տալիս, որ ընդհանուր կապիտալ ծախսերը 10% նվազեցնելով՝ ծրագիրը կունենա դրական ՄԲԱ՝ բոլոր դիտարկված տարեկան արտադրությամբ շեղումների շրջանակով: Զնդչման հաշվարկային դրույքի 30% նվազեցումը նույնպես կփոխհատուցի ծրագրի ընդհանուր կապիտալ ծախսերի 10% ավելացումը:

Աղյուսակ 5.6.2-ա ամփոփում է հիմնական ֆինանսական իրազորձելիության պարամետրերի հաշվարկների արդյունքները RetScreen մոդելի միջոցով զգայունության դիտարկման ենթարկված մի քանի դեպքերի համար:

| Աղյուսակ 5.6.2-ա | Բազային՝ € 174.02 մլն, 10.0% Զնդչման հաշվարկային դրույք | € 191.42 մլն, 7.0% Զնդչման հաշվարկային դրույք | € 139.22 մլն, 7.0% Զնդչման հաշվարկային դրույք | € 139.22 մլն, 13.0% Զնդչման հաշվարկային դրույք |
|---|---|---|---|--|
| Ծրագրի ԻՍ ըստ դեպքի, €/կՎՏժ | 0.0715 | 0.0519 | 0.0699 | 0.0638 |
| Հնո-հարկման ՆԳՆ և ներդրման վերադարձ (%) | 9.8 | 7.4 | 16.8 | 16.8 |

| | | | | |
|---|------------|-----------|------------|------------|
| Պարզ մարման տարիներ | 8.4 | 9.2 | 6.7 | 6.7 |
| Դրական դրամահոսքի տարի | 12.3 | 13.5 | 8.7 | 8.7 |
| Մաքուր բերված արժեք, € | -1 049 404 | 3 857 551 | 61 286 659 | 15 401 702 |
| Սպասարկման ցիկլի տարեկան տնտեսումներ, € | -123 263 | 364 125 | 5 785 027 | 2 192 491 |
| Օգուտ/ծախս | 0.98 | 1.07 | 2.47 | 1.37 |

4. Եզրակացություններ

Մեմբերները լեռնանցքի նման հողմաէներգետիկ ծրագիրը իրագործելի դարձնելու համար տեղի շարք միջոցներ պետք է ներդրվեն Հայաստանում: Ընդհանուր զգայունության վերլուծության արդյունքները (բաժին 5.3) ցույց են տալիս, որ կան պարամետրերի ներք խմբեր՝ ամենազգայուն (կամ ամենա «կարևոր») պարամետրերը, կարևոր և պակաս կարևոր պարամետրերը, որոնք ազդում են ծրագրերի ՉԲԱ կամ ֆինանսական իրագործելիության վրա:

Հաշվարկները ընդգծում են, որ ծրագրի նախնական կապիտալ ծախսերը ամենակարևոր պարամետրն են, մեծ մասամբ որոշված հիմնական սարքավորումների արժեքով (ներկրված հողմատուրբիններ). Ուստի կարևոր է նվազեցնել նախնական կապիտալ ծախսերը (ՄԲԱ և իրագործելիության կողմից ներգործող ամենազգայուն պարամետրեր) փնտրելով ավելի էժան սարքավորումներ մատակարարող և շինարարական ծախսերի համընդհանուր նվազեցում: Այս ենթատեսակում, հարկ է նշել, որ Հայաստանում ժամանակակից հողմատուրբինների տեղական արտադրական հզորությունների բացակայության պատճառով, հողմաէլեկտրակայանների բոլոր հիմնական բաղադրիչները պետք է ներկրվեն Հայաստան:

Համաձայն ներկայումս առկա ԱԱՀ (ավելացված արժեքի հարկին) Հայաստանում, ներկրվող հողմատուրբինները ենթակա կլինեն ավելացված արժեքի հարկի վճարումների 20%-ին: Այսպիսի իրավիճակը ցույց է տալիս, որ Հայաստանում հողմաէներգետիկ զարգացումը խթանելու համար, կարող են առաջարկվել որոշ միջոցներ՝ ՀոԷԿ-ի նախնական ծախսերը նվազեցնելու համար՝ պակասեցնելով ԱԱՀ բեռը ՎԷ ծրագրերով ներկրված սարքավորումների վրա:

Երկրորդ խումբը՝ «կարևոր» պարամետրերը առաքված էներգիան են (էներգիայի արտադրություն), պարտքի տոկոսադրույքը և էներգիայի խուսափելի արժեքը (հողմա էլեկտրակայանության սակագին): Նրանք ունեն ամենազգայուն պարամետրի մեծության մոտ կեսի զգայունություն՝ ծրագրի արժեքը:

Ծրագրի առաքված էներգիան ունի մեծ հետաքրքրություն, քանի որ այն ուղղակիորեն սահմանված է հողմաէներգետիկ հոսքի էներգիայի բնական սահմանափակումները Գեղարքունիքի մարզի դիտարկված հարթակի վերաբերյալ: Հողմի տարեկան միջին 1 մվրկ արագության փոփոխությունը մոտավորապես 22% / կՎտժ-ին: Ներկա մուտքային սակագինը Հայաստանում ցույց է տալիս, որ անհրաժեշտ է հողմի տարեկան ավելի քան 8.5 մ/վրկ արագություն մարզում հողմածրագիրը իրագործելի դարձնելու համար:

Հողմաէներգիայի մուտքային սակագնի փոփոխությունը ուժեղ խթան

Կհանդիսանա: Սակագնի մեթոդով զգալիորեն հնարավորություն է տալիս գնահատել երկարաժամկետ իրագործելիության հաշվարկներ սակագնի համար, քանի որ սակագնի համար նոր (և ընթացիկ) մեթոդով զգալիորեն հայաստանում ներառում է սպառման գնի ցուցիչը և արտարժույթի փոխանակային կուրսի տարեկան-տարի տատանումները: Հայաստանում հողմաէներգիայի զարգացումը կշահի նախնական սակագնային նորմայի և սակագնի տեխնոլոգիայի վերանայման դիտարկումից:

Պակաս կարևոր պարամետրերի շարքում կարելի է նշել Հայաստանի համար գործող ԱՏՆ ներգործությունը ՄՁՄ ներքո: Ընդհանրապես կարելի է եզրակացնել, որ ՄՁՄ-ի միացումը ՀՀ Գեղարքունիքի մարզի հողմաէներգետիկ ծրագրերին ներկա պայմաններում չի հանգեցնի հողմածրագրերի ԻՍ-ի զգալի նվազեցման հետևաբար էապես չի ազդի ծրագրի իրագործելիության վրա: Ամեն անգամ ԱՏՆ գնի բարձրացումը CO2-ի տ-ին 5.0 եվրոյով, ԻՍ արժեքը կնվազի 2.0%-ով:

Պետք է նաև դիտարկվի քաղաքականության միջամտման հարցը՝ խթանելու դրամաշնորհներ և ֆինանսական ազդակներ՝ հողմի և արեգակնային ծրագրերի քաջալերման համար: Սա կարող է ներառել ԱԱՀ ազատումը ներկրվող տեխնոլոգիական սարքավորումների համար, փոփոխությունների հարկային դաշտում և այլն):

Պետական խրախուսումները՝ արտոնյալ փոխառությունների և սուբսիդիաների տեսքով, ինչպես նաև հարկային առավելությունները կօգնեն հատուկ և նպատակային վերականգնվող էներգետիկայի տեխնոլոգիաների զարգացմանը, որը կարևոր է առաջարկել զգալի էներգետիկ տնտեսումներ: Հայաստանում արևաջերմային էներգիայի ներուժը անչափ բարձր է և կարող է նպատակային մոտեցմամբ օգտագործվել ավելի արդյունավետ: